Vanderlei Affonso Martins

EFEITOS ECONÔMICOS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD) PARA O SISTEMA DISTRIBUIDOR BRASILEIRO



Atena Editora

Ano 2023

Vanderlei Affonso Martins

EFEITOS ECONÔMICOS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD) PARA O SISTEMA DISTRIBUIDOR BRASILEIRO



Atena Editora
Ano 2023

Editora chefe
Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira
Editora executiva
Natalia Oliveira
Assistente editorial
Flávia Roberta Barão
Bibliotecária
Janaina Ramos
Projeto gráfico
Camila Alves de Cremo
Ellen Andressa Kubisty
Luiza Alves Batista
Nataly Evilin Gayde
Thamires Camili Gayde
Imagens da capa
iStock
Edição de arte
Luiza Alves Batista

MULTIDISCIPLINAR

Efeitos econômicos da micro e minigeração distribuída (MMGD) para o sistema distribuidor brasileiro

Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Maiara Ferreira
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: O autor
Autor: Vanderlei Affonso Martins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

M386 Martins, Vanderlei Affonso
Efeitos econômicos da micro e minigeração distribuída (MMGD) para o sistema distribuidor brasileiro / Vanderlei Affonso Martins. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2023.

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-258-1893-1
DOI: https://doi.org/10.22533/at.ed.931230711

1. Economia - Brasil. I. Martins, Vanderlei Affonso. II. Título.

CDD 330.981

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

MULTIDISCIPLINAR

DECLARAÇÃO DO AUTOR

O autor desta obra: 1. Atesta não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao conteúdo publicado; 2. Declara que participou ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certifica que o texto publicado está completamente isento de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirma a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhece ter informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autoriza a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

MULTIDISCIPLINAR

DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access, desta forma* não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce,* ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

“Quem olha para fora sonha, quem olha para dentro desperta”

Carl Jung

À minha família e aos meus amigos. Em memória das mais de 650 mil vítimas do COVID-19 no Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e ao mundo espiritual pela minha vida, junto de altas doses de força, fé, energia e coragem nos momentos mais difíceis.

Em memória da minha mãe, pai e tios, infelizmente não estão mais presentes nesta vida, que torciam pelas minhas vitórias e cuja maior herança foi o acesso ao sistema público de educação brasileiro, o nosso amor é eterno.

Agradeço a minha pequena família ainda presente, espero vivermos juntos por muitos anos, obrigado pelas orações, conversas e apoio nas horas mais frágeis da vida.

Aos meus médicos, aos profissionais de saúde e de educação física que acolheram meu corpo e minha mente quando parecia tudo perdido. Sem vocês, seria impossível terminar esta tese de doutorado. Viva a ciência, viva o SUS e vacina sim!

Aos meus amigos, tenho imensa gratidão pela reciprocidade, pois somos a família que escolhemos viver juntos, agradeço por fazer parte da vida de cada um de vocês.

Aos meus orientadores com carinho, agradeço pelo interesse no tema, na confiança do meu trabalho e pela oportunidade de encerramento deste ciclo acadêmico.

Aos funcionários do PPE, em especial aos cuidadosos Paulinho e Sandrinha, agradeço todo o suporte e incentivo para seguir até o fim.

O meu reconhecimento ao Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, um dos maiores centros de ensino e pesquisa em Engenharia da América Latina, somos privilegiados por contar com professores qualificados e o ensino de excelência, que prepara os seus alunos a trilhar nos melhores caminhos profissionais.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES). A valorização das instituições de fomento a pesquisa no Brasil é extremamente relevante para manutenção da ciência, dos estudantes e dos pesquisadores no país.

Agradeço aos professores Amaro Pereira, Claude Cohen, Marcio Giannini e Mauricio Tolmasquim pela honra na participação desta banca de doutorado.

Meu sincero agradecimento aos meus chefes da Enel Brasil pela confiança no meu trabalho: Anna Cecília, Júlia Freitas, Aldo Pessanha e Anna Pacheco.

Uma salva de palmas a todos os professores que passaram pela minha vida.

E por fim, agradeço a todos o incentivo e o amor que recebi para terminar esta jornada, realmente amar cura e transforma as nossas vidas.

APRESENTAÇÃO

A micro e minigeração distribuída (MMGD) aumentou significativamente após a resolução normativa nº 482/2012 no Brasil, a capacidade instalada ultrapassou 7 GW em 2021. No contexto internacional, foi observado evento semelhante, cujo processo gerou subsídio cruzado para outros consumidores, além de problemas que afetam o equilíbrio econômico das concessionárias. Para mitigar esse problema, o governo brasileiro decretou o novo marco legal da MMGD pela lei nº 14.300/2022. Assim, este estudo estima o peso dessa decisão, por meio de uma metodologia adaptada de modelos de avaliação econômica, com base em informações do sistema regulatório brasileiro. Para tanto, este trabalho apresenta métricas para definir o mercado potencial de MMGD, com base nos padrões de consumo dos consumidores. Em seguida, por meio de análise de séries temporais, estima-se a curva de demanda da MMGD em dois cenários até 2030. Por fim, avalia-se o impacto econômico nos reajustes e revisões tarifárias e seu efeito nas concessionárias de energia elétrica. Somente nas distribuidoras do Grupo Enel, as perdas econômicas são estimadas em R$ 6,7 bilhões até 2030, onde 53% desse valor será repassado às tarifas dos consumidores. Assim, com base em experiências internacionais, pode-se concluir que o melhor modelo é a adequada remuneração da rede.

LISTA DE TABELAS

LISTA DE FIGURAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar.
AER – Australian Energy Regulator.
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
BCB – Banco Central do Brasil.
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético.
CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.
CPUC – California Public Utilities Commission.
DSIRE – *Database of State Incentives for Renewables & Efficiency*.
EER – Encargo de Energia de Reserva.
ENTSO-E – European Association for the Cooperation of Transmission System Operators for Electricity.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética.
ESS – Encargo de Serviços do Sistema.
FGV – Fundação Getulio Vargas.
GD – Geração Distribuída.
GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.
HSEA – Hawaii Solar Energy Association.
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IDEC – Instituto Brasileiro De Defesa Do Consumidor.
IEA – International Energy Agency.
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers.
KAPSARC – King Abdullah Petroleum Studies and Research Center.
kWh – Unidade de medida de energia elétrica.
MWh – Unidade de medida de energia elétrica.
MIT – Massachusetts Institute of Technology.
MMGD FV – Micro e Mini Geração Distribuída Fotovoltaica.
MW – Unidade de medida de potência de energia elétrica.
OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets.
ONS – Operador Nacional do Sistema.
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento.
PEE – Programa de Eficiência Energética.
PNAD – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios.
PPE – Programa de Planejamento Energético.
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
REDs – Recursos Energéticos Distribuídos.
REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
RTA – Reajuste tarifário anual.
RTP – Reajuste tarifário periódico.
SAMP – Sistema de Monitoramento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
SPARTA – Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários Anuais.
TFSEE – Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

TSOS – *Transmission System Operators*.
UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
WEF – World Economic Forum.

SUMÁRIO

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO

Uma evolução importante na prestação e no consumo dos serviços de eletricidade está em andamento, e pode-se chamar de transição energética do setor elétrico. Essa transição é impulsionada pela criação de novos serviços no setor, influenciado por uma confluência de fatores, dentre os quais destacam-se uma gama de tecnologias mais distribuídas, como a demanda mais flexível, a geração distribuída, o armazenamento de energia e o desenvolvimento tecnológico da eletrônica de potência avançada. Em muitos casos, esses novos recursos são possibilitados pelos avanços nos dispositivos de controle e comunicações cada vez mais acessíveis, associados a crescente digitalização dos sistemas de energia.

Essas tecnologias são cada vez mais necessárias, frente as mudanças nos sistemas de energia, incluindo o crescimento no uso de fontes renováveis intermitentes como é o caso da eólica e da solar. Também deve-se citar os esforços para descarbonização dos sistemas elétricos, como contrapartida da adesão aos acordos internacionais na mitigação da mudança climática. Além disso, há diversos projetos que envolvem o crescente compartilhamento de infraestrutura dos sistemas de eletricidade com as demais *Utilities*, de forma a prestar serviços integrados na sociedade.

No caso especial da geração distribuída (GD), esta tecnologia refere-se à produção de eletricidade realizada no próprio local ou próximo aos consumidores. Apesar da micro e minigeração distribuída (MMGD) ser considerada uma inovação tecnológica nos mercados de energia elétrica, trata-se de conceito já conhecido, que no passado foi desvalorizado pelo aumento da competitividade na geração centralizada de eletricidade.

Historicamente, os mecanismos regulatórios de tarifas e medição foram criados e evoluíram conforme a necessidade de faturamento dos clientes, por meio de tarifas unidirecionais e monomiais. Nesta nova configuração mundial, a rede evoluiu para uma plataforma interativa com diferentes perfis de clientes, por meio da injeção de energia bidirecional entre os consumidores e o padrão de consumo mais dinâmico, sujeito a variação em diferentes faixas horárias.

Para acompanhar a tendência do cenário internacional, a MMGD foi regulamentada no Brasil em 2012 pela Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução concedeu aos consumidores a possibilidade de autoprodução e injeção de excedentes na rede da distribuidora, por meio da política de incentivo do *netmetering*, no qual inicialmente contava com a compensação integral da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (BRASIL, 2012).

Nos últimos anos, a regulação da MMGD evoluiu bastante, introduzindo novos modelos de negócios como o autoconsumo remoto, geração de energia compartilhada e flexibilidade na gestão temporal dos créditos de energia nas redes elétricas.

Contudo, verificou-se no cenário internacional que os países também adotantes do

mecanismo de incentivo *netmetering* iniciaram processos de revisão da regulação, tendo em vista potenciais efeitos adversos no setor elétrico local (MIT, 2016).

Sabendo disso, juntamente da acelerada expansão da tecnologia no mercado brasileiro, em 2018 a ANEEL iniciou o processo de revisão regulatória sobre a política de incentivo no Brasil. Com o anúncio da expectativa de alteração normativa, somente em 2019 a instalação de novos projetos acelerou 229%, atingindo o valor de 2.255,2 MW contra apenas 684 MW em 2018 (ANEEL, 2021a).

Nesse sentido, mesmo durante o período do COVID-19, apesar dos efeitos adversos dessa pandemia na economia mundial, a expansão de MMGD acelerou de 4.960,6 em 2020 para 7.371,9 MW em 2021, o que representa uma expansão de 49% da tecnologia (ANEEL, 2021a).

Após debates no setor elétrico brasileiro sobre os custos e os benefícios da MMGD ao setor elétrico, bem como sobre a maturidade da tecnologia para iniciar o processo de redução dos incentivos, visando a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro setorial, em 2022 foi aprovado o novo marco legal da MMGD pela lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

Sabendo disso, como primeiro passo nessa transição regulatória, é fundamental avaliar se a proposta é suficientemente capaz de remover os efeitos econômicos adversos, oriundos de instrumentos econômicos ineficientes e de barreiras regulatórias que precisam ser ajustadas, a fim de mitigar os conflitos de interesse setoriais, manter a sustentabilidade financeira e a equidade social para o acesso à rede.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo principal atender essa lacuna e apresentar um modelo financeiro e regulatório para avaliação dos efeitos econômicos provocados pela expansão da MMGD fotovoltaica, que seja específico para a realidade do mercado brasileiro de distribuição, por meio da avaliação dos processos de reajuste e revisão da tarifa ao setor elétrico.

Em relação à tecnologia utilizada neste trabalho, a MMGD fotovoltaica com sistema *netmetering* foi escolhida nesta avaliação, pois é a tecnologia mais difundida no Brasil entre os REDs disponíveis.

Neste âmbito, para atingir o objetivo principal deste estudo, este trabalho foi dividido em cinco capítulos, que são cruciais para o melhor entendimento da aplicação regulatória e a evolução desta tecnologia, tanto no cenário internacional como nacional, orientados a construção da metodologia deste trabalho e seus respectivos resultados.

No capítulo I, com o apoio de pesquisa bibliométrica é abordado como será o futuro do setor elétrico em transição energética, no sentido da massificação dos serviços de eletricidade com o uso de recursos energéticos distribuídos (REDs) e quais os principais desafios na operação desses novos serviços nas redes elétricas. Nesse sentido, o capítulo também trata dos atributos necessários para valoração e expansão das novas tecnologias nos mercados elétricos, principalmente por meio do princípio de neutralidade tecnológica.

E com base em referências da literatura de economia da energia, são elencados quais os instrumentos econômicos e regulatórios que devem ser difundidos para estabelecer maior eficiência econômica e bem-estar aos usuários na operação dos sistemas elétricos.

No capítulo II, entende-se que apesar da difusão de tecnologias distribuídas no cenário internacional ser atributo específico de cada país, muitas são as semelhanças e contribuições para analisar os efeitos da expansão da MMGD nos mercados internacionais. Dessa forma, neste capítulo foram selecionados países que também escolheram o *netmetering* como mecanismo de incentivo e iniciaram processo de revisão do ambiente regulatório, de forma a adaptar o mercado elétrico ao novo contexto tecnológico. Ao analisar as experiências internacionais, já estão sendo observadas mudanças nos modelos de negócios das distribuidoras, por meio de mudanças nos fluxos de receitas, estrutura de custos, mudanças no perfil dos clientes e nas tarifas. E a partir dessas informações, pode-se consolidar as principais soluções internalizadas pelas experiências de outros países na mitigação dos efeitos econômicos adversos no setor.

No capítulo III, após a realização da pesquisa bibliométrica, sobre as boas práticas regulatórias para a difusão das novas tecnologias no setor elétrico em transição energética, bem como a seleção de experiências internacionais bem-sucedidas no Capítulo II que foram responsáveis por acomodar a inserção de MMGD, paralelamente, torna-se relevante entender a evolução regulatória da MMGD no contexto de mercado brasileiro. Assim, este capítulo conta com o levantamento dos principais marcos normativos e o debate apontando os prós e contras da expansão da tecnologia, no sentido de considerar as diferentes contribuições já realizadas. E por fim, de forma a avaliar corretamente os efeitos econômicos no caso brasileiro, torna-se relevante entender, em linhas gerais, a dinâmica dos atuais procedimentos tarifários elaborados pela ANEEL, que será necessária na construção da metodologia deste trabalho.

No capítulo IV, trata-se a concepção metodológica que visa atingir o objetivo principal do trabalho que é estabelecer um modelo financeiro e regulatório para avaliação dos efeitos econômicos do MMGD, específico para o mercado brasileiro de distribuição. Contudo, para atingir tal o objetivo, foi necessário desenvolver contribuições secundárias, como a proposta de uma metodologia para definir o mercado potencial de MMGD na área de concessão da distribuidora, por meio do padrão de consumo dos usuários e de variáveis microeconômicas sobre os domicílios das famílias. Posteriormente, por meio de análise de séries temporais, estimou-se a curva de demanda da MMGD até 2030, em dois cenários. O primeiro é chamado de "referência" e considera a recente aprovação da Lei nº 14.300/2022. No segundo cenário "binomial", considera-se a introdução da tarifa binômia para corrigir a distorção causada pelo *netmetering*. Conforme será verificado no capítulo II, essa solução é difundida nos Estados Unidos e em outros países com problemas de subsídio cruzado entre os usuários. Nesse sentido, a partir dos dados de mercado, a metodologia detalha como poderia ser a análise de efeito econômico na ótica da TUSD, considerando a estrutura

tarifária brasileira, bem como a dinâmica dos reajustes e revisões da ANEEL, em ambos os cenários, sob a ótica do consumidor e da concessionária de energia elétrica.

E por fim o Capítulo V, foi responsável por consolidar os resultados e discussões da análise de mercado e dos efeitos econômicos da TUSD na expansão da MMGD fotovoltaica em cada distribuidora do grupo Enel. Para validar a metodologia, adotou-se estudo de caso com o grupo Enel Brasil, pois tornou-se recentemente a maior empresa distribuidora no país. Sobre a análise de mercado, foi possível estimar na curva de expansão da tecnologia na distribuidora, em qual ano a MMGD fotovoltaica atingirá o seu mercado potencial esperado, bem como quanto representa sobre o mercado regulado da concessionária. E a partir disso, foi possível determinar os efeitos econômicos da TUSD, por componente tarifário nas distribuidoras, sendo os efeitos alocados entre consumidores e concessionários, de acordo com os procedimentos tarifários da ANEEL.

De forma semelhante a transição do setor elétrico no cenário internacional, é fato que o futuro das redes de distribuição no Brasil também será mais integrado ao consumidor por meio das novas tecnologias. Entretanto, este trabalho não tem como objetivo apenas realizar uma simples previsão futurística, mas agregar conhecimento e construir ferramentas que estimulem o planejamento do setor elétrico, por meio da identificação do uso adequado de instrumentos na regulação econômica, e assim destravar o potencial técnico e econômico dos recursos distribuídos de forma sustentável e com justiça social.

CAPÍTULO I. O SETOR ELÉTRICO EM TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Em 1872, com a introdução dos sistemas de iluminação, tornou-se necessária a medição de energia e faturamento dos clientes. O primeiro medidor era chamado de Gardiner, composto apenas por um relógio e imã que eram acionados pela entrada de carga no sistema, e os clientes eram faturados por meio do indicador econômico lâmpada-hora. Contudo, esse tipo de medição ficou obsoleta quando a iluminação foi dividida em circuitos elétricos, com a introdução da lâmpada de bulbo (DAHLE, 2010).

Nos anos seguintes, graças às descobertas de Tesla, foram desenvolvidos os medidores eletromecânicos para atender as cargas da transmissão em corrente alternada. Nesse tipo de medição, o cliente passou a ser faturado por tarifas do tipo monômia[1] em kWh. Contudo, os erros de leitura eram superiores a 2% e estavam sujeitos a interferência magnética de equipamentos em corrente contínua, que alteram a medição do consumo de eletricidade (DAHLE, 2010).

Ao longo do tempo, Dahle (2010) evidencia que a partir da eletrificação do consumo, da massificação de equipamentos que operam em corrente contínua (carregadores de celulares, os computadores, os videogames e os equipamentos com pilhas e baterias) e da evolução da eletrônica contribuíram para retirar do mercado os medidores eletromecânicos.

Desde então, os medidores de energia puramente eletrônicos estabeleceram-se como referência tecnológica, mais acessíveis do ponto de vista econômico, com maior precisão na leitura dos clientes, apresentando uma margem de erro inferior a 0,2% e auxiliam na introdução de tecnologias disruptivas. E graças as funções desses medidores, pôde-se ofertar novos serviços ao consumidor (DOURADO, 2018).

E esses serviços do setor elétrico são atividades que geram valor econômico para determinados agentes. Para que isso ocorra, os sistemas de energia são modelos complexos, que envolvem a interação de diversos setores, sob a influência de múltiplas leis e normas: físicas, econômicas, políticas e regulatórias.

Para compreender a natureza e a origem desses serviços, deve-se entender que o objetivo do processo de planejamento e operação do setor elétrico, é maximizar o bem-estar social. De forma resumida, deve-se otimizar o excedente total do consumidor por meio do consumo de eletricidade, menos os custos totais de todas as ações necessárias para o fornecimento de eletricidade. Sobre esses custos, são derivados do processo de produção, de distribuição, da transmissão e transformação de energia em eletricidade (PINTO Jr., 2016; VARIAN, 2012).

Dessa forma, essa otimização está sujeita a múltiplas restrições, que emergem

1 De acordo com a ANEEL (2021), a tarifa de fornecimento de energia elétrica chamada monômia é constituída pela aplicação do mesmo valor monetário nas componentes de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa.

das já mencionadas leis e normas de cada região consumidora, que refletem o preço dos serviços de eletricidade.

Os sistemas de energia em corrente alternada têm duas principais características físicas que são fundamentais para entender como funcionam os atuais serviços de eletricidade. Primeiro, a oferta e demanda de eletricidade devem estar em equilíbrio, em todos os lugares e momentos do dia. Em segundo lugar, a energia elétrica é entregue instantaneamente, com o seu transporte pelos pontos de produção até os consumidores, graças ao uso das redes elétricas. Essas redes possuem restrições físicas, o que gera oportunidades e desafios em pontos e horários específicos de cada conexão realizada, criando outros desafios no âmbito desta operação (PINTO Jr, 2016; VARIAN, 2012).

De forma inicial, dado que o fornecimento e a demanda de eletricidade devem ser equilibrados a todo tempo, o comportamento dos diferentes agentes deve ser coordenado entre os usuários que fornecem serviços de eletricidade e os que consomem esses serviços. Em segundo lugar, existem incertezas inerentes em prever a disponibilidade de oferta e o nível de demanda em todos os momentos. Finalmente, essa coordenação e problemas de estocasticidade são agravados por muitas das características técnicas dos sistemas de energia, o que torna sua operação desafiadora (TOLMASQUIM, 2015).

Na prática, os reguladores do mercado, os operadores do sistema e os formuladores das políticas alocam restrições no planejamento e operação que acabam por criar serviços adicionais. Essas restrições são criadas com o objetivo de transformar decisões complexas em formulações mais simples, que podem ser facilmente implementadas pelos operadores e planejadores do sistema elétrico. Elas podem ser encaradas como simplificações matemáticas e, em alguns casos, enfatizam a segurança do abastecimento, em detrimento da pura eficiência econômica. Essas restrições geram dois trabalhos adicionais: políticas regulatórias e coordenação dos agentes.

Como exemplo, embora o preço marginal[2] da eletricidade possa indicar o nível adequado de investimento na rede, as economias de escala associadas a outros fatores técnicos da rede, tornam a avaliação exclusiva pelo preço marginal um método insuficiente na determinação do grau necessário de investimento em infraestrutura (TOLMASQUIM, 2015).

A coordenação das decisões operacionais representa, por exemplo, o *trade-off* ideal entre o custo total de planejamento e operação do sistema, e os custos com as perdas técnicas de fornecimento de energia. Na prática, essas restrições refletem os custos da aversão ao risco ou dos incentivos estabelecidos pelo regulador ou operador do sistema.

Há mais de um século, as redes de transmissão e distribuição eram consideradas os métodos mais eficientes para o transporte de eletricidade, promovendo a segurança energética e estabilidade da operação. Desta forma, para acessar o serviço de eletricidade,

2 De acordo com o VARIAN (2012), o custo marginal é o custo adicional que a empresa incorrerá pelo aumento em uma unidade na produção de determinado bem e/ou produto.

os consumidores deveriam estar conectados obrigatoriamente em uma distribuidora, sob as restrições do sistema, sujeito às tarifas reguladas e com características de inelasticidade ao preço de demanda[3]. Essas condições se tornavam suficientes para o estabelecimento do faturamento dos clientes via tarifação monômia (VARIAN, 2012; TOLMASQUIM, 2015).

Historicamente, a medição foi criada para faturar os clientes com tarifas unidirecionais, por meio de processo que conectava as fontes geradoras, transmissoras e distribuidoras aos usuários finais.

Entretanto, o setor energético mundial está passando por profundas mudanças que alterarão estruturalmente o suprimento de energia elétrica nas próximas décadas. Essas mudanças exigirão uma reformulação do planejamento, das restrições regulatórias e da coordenação do suprimento de energia elétrica.

Segundo Tolmasquim e Morozowski (2019), a partir da recente evolução das tecnologias digitais, associada a redução nos custos de produção descentralizada de energia renovável e a disseminação de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)[4], há modificação do papel dos consumidores no mercado de eletricidade.

A economia digital está quebrando o antigo paradigma do consumidor como participante passivo na rede e criou o conceito de prossumidor, onde o consumidor torna-se participativo da operação do setor, por meio da produção descentralizada, autoconsumo remoto e injeção de energia excedente na rede das distribuidoras. Na estrutura de funcionamento com o prossumidor, por meio da injeção e consumo de energia em diferentes horários, a rede torna-se uma plataforma interativa (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

E para isso, como apontado por Griebenow e Ohara (2019), o processo de transição energética é um conceito baseado no âmbito de quatro pilares estratégicos, que dimensionam o setor: descentralização, digitalização, descarbonização e diversificação.

Logo, esses pilares impulsionam a modernização do setor elétrico, conceito que não envolve apenas mudanças na geração de energia, mas também no padrão de consumo e no reaproveitamento dos recursos. Isso irá refletir na mitigação dos efeitos ao meio ambiente, melhorias na gestão de resíduos, aumento da eficiência energética e tecnologias inovadoras para redução das emissões e engajamento nas mudanças climáticas (GRIEBENOW e OHARA, 2019).

Além disso, Griebenow e Ohara (2019) ainda destacam que a transição energética de cada país dependerá do padrão de consumo dos bens e serviços demandados pela população. Por isso, pode-se dizer que o processo de transição repassa muito mais por alterações dos aspectos socioeconômicos, sabendo que é insustentável continuar

3 Pelo VARIAN (2012), os bens inelásticos são aqueles que o consumidor não é muito sensível quanto a quantidade que ele irá comprar em caso de uma mudança em seu preço. Geralmente um bem essencial e com poucos substitutos.
4 Por TOLMASQUIM e MOROZOWSKI (2019), defini-se os REDs como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizado na área de concessão da distribuidora, normalmente junto a unidades consumidoras, como: geração distribuída de eletricidade, veículos elétricos, resposta da demanda, autoprodução de energia (não injetada) e outras.

exaurindo os recursos naturais na atual velocidade.

Dessa forma, a transição energética no setor elétrico brasileiro está pautada pela necessária modernização setorial, já em andamento por meio do Projeto de Lei (PL) 414/2021. A modernização da regulação econômica, técnica e comercial do mercado de eletricidade é indispensável e fundamental para alcançar a transição para uma economia de baixo carbono, principalmente frente as inovações tecnológicas que já estão alterando também o padrão de consumo social. Entre as medidas necessárias, podem ser destacadas: o incentivo ao desenvolvimento de novas tecnologias de geração valoradas pelos aspectos socioambientais, a gestão de novos investimentos por meio da descentralização do suprimento de energia elétrica, a alteração do padrão de crescimento e do perfil horossazonal da carga requerido pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 2021).

No caso da micro e minigeração distribuída, além de reduzir a energia demandada do SIN, também introduzem um fluxo bidirecional de eletricidade. Por isso, algumas destas inovações também elevarão o consumo, como no caso de veículos elétricos, enquanto outras provocarão a queda do consumo como, por exemplo as inovações que elevarão a eficiência energética como é o caso das lâmpadas LED (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

No cenário de maior expansão dos REDs, espera-se que o suprimento de energia brasileiro seja cada vez mais proveniente de fontes renováveis de pequeno porte e não controláveis. Portanto, será importante a gestão no comportamento da demanda, principalmente com os prossumidores que estão desenvolvendo maior geração a partir de fontes intermitentes.

Sabendo disso, o setor elétrico também necessita de mecanismos regulatórios mais dinâmicos e de rápida resposta ao prossumidor. Essas recentes mudanças exigiram ajustes no mercado de eletricidade de vários países, visando a maior eficiência econômica e bem-estar dos usuários. Há um grande trabalho a ser realizado pelos órgãos reguladores, que precisarão entender a realidade de cada localidade, frente a essas novas tecnologias e, consequentemente, traçar as melhores estratégias necessárias para a adaptação dos modelos de negócio, das políticas públicas e dos instrumentos normativos.

A otimização desse sistema torna-se necessária, mas alcançá-la é um desafio. A introdução do prossumidor, a redução nos custos do armazenamento e a possibilidade futura de desconexão da rede podem ameaçar a sustentabilidade do negócio a longo prazo. Sendo assim, torna-se obrigatória a avaliação e reformulação das tarifas e incentivos, de forma a mitigar conflitos de interesse setoriais e manter a sustentabilidade financeira e equidade social no acesso às redes de energia elétrica.

Desta maneira, a regulação dos países precisa acompanhar o ritmo de desenvolvimento das inovações tecnológicas. Para isso, neste capítulo serão introduzidos os principais aspectos e desafios a serem considerados, mediante a operação dos mercados de eletricidade mais distribuídos do futuro. Como parte do desenvolvimento deste capítulo,

este trabalho inclui a discussão de três tópicos sobre a inserção cada vez maior dos REDs.

O primeiro deles aborda como será a operação dos serviços de eletricidade com a introdução cada vez maior dos REDs e quais novos serviços serão oferecidos no setor elétrico, bem como os desafios técnicos e econômicos dessa operação. O segundo trata da expansão e da valoração dos serviços oferecidos pelos REDs, que podem ser por meio de atributos locacionais e ganhos de escala, baseados no princípio da neutralidade tecnológica. E por último, são indicadas as boas práticas da literatura econômica e de planejamento energético, que abordam os principais instrumentos econômicos e regulatórios a serem utilizados na difusão desses recursos pelos países.

1 I A MASSIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE COM REDS

Por meio do consumo de energia elétrica, os serviços de eletricidade prestados na operação eficiente do sistema possibilitam a criação de valor econômico, além da possibilidade de rendimentos crescentes a escala, na medida que a maior densidade e uso das redes elétricas podem reduzir os custos associados ao serviço de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2015).

Esses serviços também podem oferecer diferentes atributos ao setor elétrico, que podem ser físicos e financeiros, com base nas especificidades de cada recurso energético. Como pode-se compreender, a definição dos serviços de eletricidade diz respeito a um paradigma robusto, que deve considerar os diferentes cenários regulatórios, de mercado e de tecnologia, utilizados para entender, por exemplo, como os REDs e demais recursos de energia adicionam valor aos sistemas elétricos (PINTO Jr., 2016).

Dessa forma, deve-se destacar que a operação e planejamento dos sistemas de energia são complexos, pois envolvem a interação de diversos agentes, sob a restrição de leis físicas, econômicas, políticas e regulatórias (TOLMASQUIM, 2015).

Neste contexto, o objetivo do planejamento e operação é maximizar o bem-estar social. Para isso, numa visão utilitarista da Teoria Microeconômica, deve-se otimizar o excedente total do consumidor por meio do consumo de eletricidade, menos os custos totais de todas as ações necessárias para o fornecimento de eletricidade. Sobre esses custos, eles são derivados do processo de produção, de distribuição, de transmissão e de transformação da energia em eletricidade (PINTO Jr., 2016; VARIAN, 2012).

Assim, pode-se dizer que a demanda de eletricidade é resultante do padrão de consumo, influenciado pelo nível de bem-estar dos consumidores, por meio da valoração econômica das curvas individuais de utilidade dos usos finais, como: o condicionamento térmico, a refrigeração, a iluminação, o calor de processo e os outros usos. Além disso, a concorrência com outros energéticos também influencia a demanda de eletricidade. A depender do uso final, a energia elétrica pode ser considerada bem substituto, sendo trocado de acordo com o cenário econômico, preço e atributo técnico na comparação com

outras fontes energéticas (PINTO Jr., 2016; VARIAN, 2012).

Por outro lado, também se entende na perspectiva de Sen (2010), que as medidas de bem-estar social não podem ser baseadas somente em fatores econômicos como o Produto Interno Bruto (PIB), as rendas das famílias, índices de consumo e industrialização. Para Sen (2010), o desenvolvimento está diretamente relacionado à liberdade em seus vários tipos, seja ela instrumental ou constitutiva. A primeira diz respeito ao nível de democracia dos países, no qual não há imposição autoritária sobre as escolhas das pessoas. E na segunda, destaca-se a liberdade de expressão sem repressões. Dessa forma, pode-se correlacionar o trabalho de Amartya Sen com a difusão de serviços elétricos, no qual a maior liberdade proporciona novos fatores de desenvolvimento na humanidade.

Nesse contexto, sabe-se do papel fundamental dos serviços de energia elétrica para fornecer oportunidades de desenvolvimento e a importância na difusão dos recursos energéticos descentralizados como um dos responsáveis pela promoção do maior grau de liberdade para a população.

Contudo, para que essa liberdade seja alcançada nos mercados elétricos, há duas características físicas fundamentais que precisam ser coordenadas sobre o fornecimento em corrente alternada (CA) aos principais centros de consumo, de forma que promova a eficiência e bem-estar na prestação dos serviços de eletricidade. Primeiramente, a oferta e a demanda de energia devem estar em equilíbrio em todos os momentos, determinando um novo preço de otimização para cada alteração na curva de oferta e demanda. Em segundo lugar, a energia elétrica é fornecida a partir do produtor até o local de consumo, isso é possível pelo uso das redes elétricas (PINTO JR., 2016; VARIAN, 2012; TOLMASQUIM, 2015).

Na ausência de falhas no mercado, espera-se que o equilíbrio entre oferta e demanda seja atendido sem intervenção regulatória. Na teoria econômica, a dinâmica de preços do mercado conseguiria coordenar o consumo e a produção de energia em todos os pontos da rede. Entretanto, no mundo real os mercados de eletricidade são imperfeitos e com assimetrias de informações, logo os reguladores e operadores do sistema, frequentemente, estabelecem restrições ao planejamento e operação das redes elétricas. Essas restrições são reflexos das leis físicas, econômicas e regulatórias, que acabam criando serviços adicionais nas redes. Esses serviços adicionais têm como objetivo transformar os processos complexos de tomada de decisão, em formulações mais simples. Apesar dessas restrições contribuírem para otimização do planejamento no setor elétrico, também criam a necessidade de coordenação dos agentes (PINTO Jr., 2016; VARIAN, 2012).

A coordenação e fiscalização das redes elétricas é bastante relevante no cenário de entrada de novos participantes, que estão utilizando o sistema por diferentes usos finais. Principalmente, pelo aumento da participação das fontes renováveis com maior intermitência e das novas tecnologias, que estão sujeitas a falhas operativas e aumentam a complexidade do sistema elétrico. Nesse sentido, sabe-se da essencialidade do produto

ofertado pelo mercado de eletricidade, composto por uma indústria de rede integrada e com economias crescentes à escala, cujo mercado real é imperfeito, com assimetria de informações e que pode incentivar a existência do comportamento de caronas ou *freeriders*[5] (PINTO Jr., 2016; VARIAN, 2012).

Por isso, Pérez-Arriaga (2012) entende que as restrições regulatórias são adicionadas aos sistemas de energia, de forma a garantir que a operação seja realizada dentro de limites seguros, bem como otimizar o planejamento e tomada de decisão em determinado mercado. Ela et. al (2014) também aponta que a estratégia de operação dos sistemas de energia é muito diversa pelo mundo e os operadores podem estabelecer requisitos técnicos específicos para cada localidade.

Logo, Pérez-Arriaga (2012) e Ela et. al (2014) evidenciam que o regulador intervém por meio de restrições, garantindo que a capacidade elétrica das redes estará disponível para atender a demanda futura. Como exemplo, o regulador estabelece limites técnicos de capacidade de transferência elétrica nas redes, de forma a exceder um determinado montante. Essas restrições são motivadas por diversos aspectos técnicos, como a temperatura, a estabilidade, a tensão e outras questões operativas.

A partir da introdução dessas restrições técnicas e operativas nos sistemas elétricos, verifica-se como resultado os efeitos econômicos que beneficiam ou penalizam o comportamento dos agentes. Isso pode ser observado, por exemplo, nas restrições de confiabilidade da operação, na qual os agentes estão sujeitos a penalidades pelo não cumprimento de determinada meta regulatória. Segundo ENTSO-E (2013), essas medidas regulatórias são utilizadas para simplificar os complexos modelos e cálculos técnicos que estão nos bastidores da operação, estabelecendo metas aos padrões de qualidade e obrigações de compensações financeiras aos usuários, por meio da aplicação de índices de duração média de interrupção do sistema (SAIDI) e de frequência de interrupção média do sistema (SAIFI).

Usualmente, Pérez-Arriaga (2012) comenta que as restrições são criadas para internalizar as externalidades que não são contabilizadas diretamente no custo de operação e planejamento dos mercados elétricos. Na visão do regulador, essas medidas são economicamente eficientes quando o custo de impor a restrição for maior que o valor da externalidade. Ela et. al (2014) ressalta também, que a criação de restrições contribui para criação de serviços adicionais no setor elétrico. Contudo, não se pode afirmar que todo serviço surge de medidas regulatórias, como as ações planejadas para reduzir as perdas elétricas.

Da mesma forma que as restrições foram criadas para coordenação dos agentes, focadas na redução das externalidades e na maior eficiência na operação e planejamento

5 O conceito do problema de carona ou *freerider* é muito discutido na economia, em especial na área de teoria de mercados. De acordo com o VARIAN (2012), o comportamento do carona refere-se ao caso de agente econômico que participa de determinado mercado e se beneficia de recursos, bens ou serviços sem pagar o custo social desse benefício.

das redes elétricas, Ela et. al (2014) indica que elas também podem ser empecilho para o desenvolvimento de novas tecnologias. Logo, as restrições deveriam ser periodicamente reavaliadas, principalmente no contexto de evolução socioeconômica e tecnológica dos países.

A partir das ideias de Sen (2010), deve-se lembrar que os serviços de eletricidade são atividades que criam valor econômico para alguns agentes e promovem a liberdade dos indíviduos, alinhados com a capacidade de aumentar o bem-estar, permitindo o maior consumo de energia elétrica e podendo contribuir na eficiência energética. E para isso, deve-se estar em constante evolução para alcançar o máximo bem-estar dos agentes, principalmente no cenário com aumento dos REDs. Graças à essa expansão da liberdade no setor elétrico, os usuários podem atuar como consumidores, produtores e os novos participantes da rede chamados prossumidores[6] (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

Para melhor compreensão a cerca dos desafios futuros das redes elétricas, será abordado no próximo item como os REDs poderão fornecer novos serviços de eletricidade. Na sequência, os desafios da operação de redes elétricas mais descentralizadas e por fim, os problemas de equilíbrio econômico frente as atuais estruturas e composições tarifárias.

1.1 Os novos serviços de eletricidade

De acordo com Silva, Hollanda e Cunha (2016), apesar de serem tratados como inovações tecnológicas, os REDs são amplamente conhecidos e difundidos no passado, como as tecnologias de pequeno porte que transformam calor em energia para aquecedores de água, refrigeração e outros usos.

Na comparação com as usinas centralizadas, os REDs são caracterizados por capacidades relativamente pequenas e estão conectados a redes de distribuição de eletricidade de baixa tensão (SILVA; HOLLANDA e CUNHA, 2016).

E por isso, de acordo com Tolmasquim e Morozowski (2019), os REDs podem oferecer novos serviços de eletricidade ao cliente final e são divididos em duas classes distintas: os associados diretamente aos serviços de eletricidade e os serviços acessórios com funcionalidades indiretas. No primeiro caso, são instalados especificamente para fornecer serviços de eletricidade, podendo ser encontrados por meio dos dispositivos de armazenamento de energia, dos sistemas solares fotovoltaicos com inversores inteligentes, e da geração distribuída fóssil e renovável. No segundo caso, existem os recursos que foram criados para fornecer outros serviços, mas que podem ser aproveitados para este fim, como é o caso dos carros elétricos e dos mecanismos de resposta a demanda[7].

6 Segundo NEGÓCIOS SC (2019), o termo foi utilizado inicialmente pelo escritor Alvin Toffler no seu livro "A Terceira Onda" em 1980. Em seguida, Philip Kotler expandiu o conceito para incorporar as oportunidades em pesquisa de marketing, por meio do artigo publicado em 1986 "The Prosumer Movement: a New Challenge for Marketers". O prosumer é uma palavra derivada do inglês, que é uma combinação das palavras producer e consumer. Logo, entende-se por prossumidor como o consumidor que produz seus próprios bens e serviços.

7 Segundo HOGAN (2015), os contratos de resposta a demanda influenciam nos custos de realização da operação, por meio de pagamentos adicionais e deslocamento do consumo de energia elétrica. Logo, a demanda serve como indicador econômico eficiente ao consumidor. Isso ocorre quando os agentes demandantes, optam pelo consumo de energia em determinado período, por meio de um contrato de fornecimento no ambiente livre ou regulado, e ainda há a possibilidade de incluir a opção de "hedge" nos preços, com a participação em mercados futuros. Dessa forma, consi-

De acordo com Hogan (2015), é importante notar que os aspectos técnicos e as características econômicas dos REDs são variadas, há uma distinção significativa no custo e desempenho mesmo entre REDs muito semelhantes. Isto é explicado pelas diferenças de custo e desempenho entre as mesmas tecnologias para determinados REDs. Como exemplos, na classe de baterias as eletroquímicas, as de íon-lítio e as de chumbo- ácido têm desempenhos muito diferentes. Da mesma forma, na classe de energia solar fotovoltaica, as tecnologias filme fino e silício cristalino têm características distintas.

Hogan (2015) também verificou a mesma situação em tecnologias idênticas, pois também há diferenças no custo e desempenho para uma determinada escala. Pode-se citar como exemplo, o custo nivelado de um sistema fotovoltaico, do tipo silício cristalino de até 5 kW, será significativamente maior do que o custo nivelado do mesmo sistema instalado na escala de até 100 MW. Assim, fica evidente a incoerência ao atribuir um único valor para REDs de forma geral e individual, deve-se atentar para os atributos fornecidos por cada tecnologia, que poderão fornecer serviços de localização, consumo agregado e outros modelos de negócios.

No estudo do MIT (2016), o principal fator de diferenciação do produto no caso dos REDs é que sua natureza distribuída permite que eles forneçam serviços de forma mais eficaz, econômica ou simplesmente em locais inacessíveis na comparação com os recursos mais centralizados. O fundamento locacional é relevante, pois o valor final de serviços energéticos pode variar, de acordo com as características físicas das redes que conectam todos os agentes do sistema de energia, o que inclui as perdas, os limites de capacidade e tensão.

A partir da compreensão da estratégia locacional, a difusão dos REDs permite inserir esse recurso no local mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico. Contudo, existem restrições para aplicação dos REDs tendo em vista a sua utilidade na prestação de serviços às redes elétricas (MIT, 2016). Assim, pela tabela 1 pode-se classificá-los em aplicação locacional ou não locacional, associados à sua função direta no sistema de energia e outros.

REDs	**Locacional**	**Não Locacional**
Valores do Sistema de Energia	Energia Margem de capacidade da rede Mitigação de restrições de rede Qualidade de Energia Confiabilidade e Resiliência *Black-start* e restauração do sistema	Capacidade de Geração Firme Reservas Operacionais Cobertura de preço
Outros Valores	Uso da terra Geração de Emprego Valores *Premium*	Segurança Energética Mitigação de Emissões

Tabela 1. Classificação dos REDs pelo atributo locacional, de acordo com o serviço oferecido na operação do sistema elétrico.

Fonte: elaboração própria a partir do estudo do MIT (2016).

dera-se esses casos como um provedor de serviços extras.

Para exemplificar a teoria de tarifas locacionais, a figura 1 mostra os preços da energia, ao longo da rede administrada pela concessionária de energia PJM, durante uma hora do dia 19 de julho de 2013, às 16h05.

A partir desta análise, pode-se verificar as diferenças no custo de distribuição na mesma rede elétrica, na qual a energia é mais cara perto de Nova York, na comparação com Ohio. Logo, caso o valor do serviço aumente, na medida que se direciona para as mais baixas tensões do sistema de distribuição, poderia ser mais benéfica a introdução de REDs no atendimento ao consumidor, do que continuar com a prestação por meio de recursos centralizados (MIT, 2016).

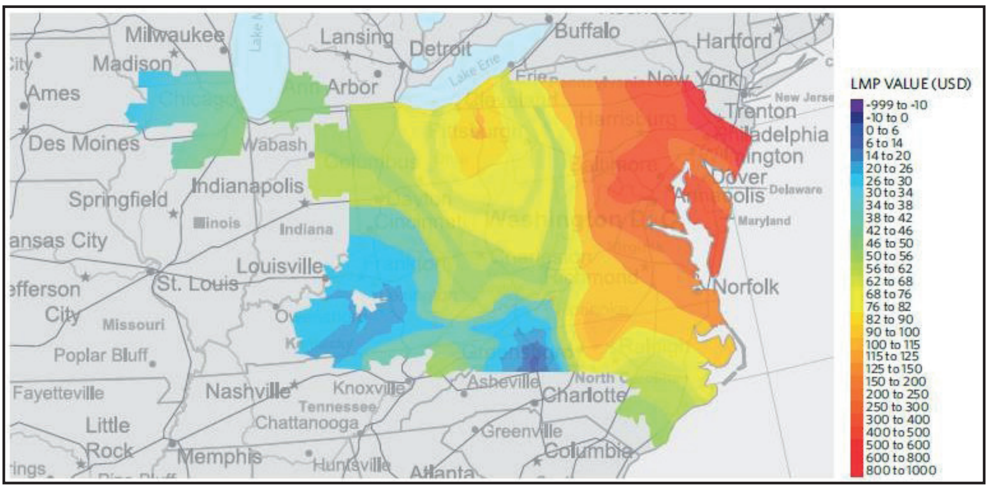


Figura 1. Mapa de Preços Nodais da concessionária PJM em 19 de julho de 2013, às 16h05.

Fonte: MIT (2016).

Ao analisar cada localização da rede, vale ressaltar que o valor dos serviços de distribuição pode ser persistentemente diferente ao longo de todo o dia. Como observado na tabela 1, existem serviços que não mudam o valor pelo efeito locacional nas redes elétricas. Como exemplo, pode-se citar o valor da mitigação das emissões de dióxido de carbono (CO2). O custo da descarbonização é o mesmo, uma vez que o CO2 se mistura uniformemente na atmosfera e cada tonelada desse gás contribui igualmente para o aquecimento global (MIT, 2016).

Ao fornecer serviços locacionais, os REDs geram valor econômico e bem-estar social, onde os recursos centralizados não podem ser acessados ou quando o atributo locacional é eficiente em reduzir os custos das redes elétricas.

A partir da demanda em pequena escala desses REDs, outra oportunidade de serviço também é desenvolvida, pela necessidade de agregar os diversos sistemas de potência. Neste contexto, o agregador é uma empresa que atua como um intermediário

entre os usuários finais de eletricidade e os proprietários de REDs. E assim, esse novo serviço de eletricidade tem como objetivo adquirir REDs, de forma terceirizada, para atender pequenos consumidores de eletricidade, como é o caso de residências e até pequenos comércios (MIT, 2016).

Contudo, o MIT (2016) indica que a agregação não deve ser vista como vantajosa, sem avaliação crítica de cada caso. Como exemplo, o uso de REDs entre locais com diferentes sinais de preços pode apresentar desafios operacionais e, aumentar os custos de transação dos usuários. Para isso, torna-se fundamental o papel do regulador avaliar as restrições técnicas e operativas, mediante as possibilidades de novos negócios que os agregadores poderão desenvolver nas redes elétricas.

Sabendo disso, TOLMASQUIM e MOROZOWSKI (2019) apontam que o surgimento de REDs já está impulsionando mudanças nos modelos de negócios das distribuidoras reguladas, por meio de alterações nos fluxos de receita, na estrutura de custos, mudança no perfil de clientes e nas tarifas elétricas.

Dessa forma, os novos modelos de negócios que utilizam REDs devem fornecer competitividade aos serviços de eletricidade, com base em dois aspectos (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019):

1) minimizar a prevalência de negócios que se baseiam na criação de valor, por meio de oportunidades privadas em detrimento do sistema total; e

2) criar espaço nivelado para a competição entre os modelos de negócios capazes de fornecer a gama de serviços de eletricidade desejados pelos diferentes agentes do mercado.

Assim, imaginando um futuro cada vez mais descentralizado, os REDs possibilitam o desenvolvimento de novos modelos de negócios, onde estimularão o aumento da qualidade e a competição por preços nos serviços de eletricidade.

1.2 O desafio do futuro mais descentralizado

No artigo intitulado "Power Systems 2000", SCHWEPPE (1978) apontou que o programa de resposta da demanda era impulsionado pelo preço estabelecido nas residências e comércios, quando corretamente operados por sinais eficientes e associados a tecnologias de comunicação.

Naquela época, o autor SCHWEPPE (1978) já considerava em suas análises os projetos de resposta à demanda, contudo outras novas tecnologias já estão sendo integradas e modificando a forma do consumidor interagir com a indústria de eletricidade, como a geração distribuída, o armazenamento e os veículos elétricos, bem como novas tecnologias sofisticadas de resposta de demanda, por meio da medição inteligente, dispositivos de controle de energia, comunicações e capacidades computacionais.

Dessa forma, o objetivo deste item não é a previsão futurística, mas explorar novas possibilidades e estimular o pensamento mais crítico sobre o futuro da operação das redes

elétricas, frente a massiva penetração dos REDs na economia, que já estão desafiando os atuais modelos dos mercados elétricos dos países.

Para iniciar esse exercício, primeiramente considera-se o atual paradigma tradicional e centralizado, no qual a maioria dos usuários estão conectados a sistemas de energia verticalmente integrados onde, geralmente, uma única empresa monopolista realiza as decisões relativas à operação dos ativos e investimento no fornecimento de eletricidade em determinada área de concessão.

Dentro desses sistemas de energia, as tarifas cobrem todos os componentes de custo de operação e são estabelecidos por governos ou agências reguladoras especializadas.

Nas décadas recentes, este modelo centralizado começou a mudar, por meio da introdução da geração mais descentralizada. E assim, o futuro generalizado de REDs está mudando significativamente os paradigmas já consolidados nos mercados elétricos mundiais. Os países estão modernizando suas políticas e regulação, como será observado com maiores detalhes no Capítulo 2 deste trabalho.

No futuro, pode-se imaginar a existência de uma infinidade de dispositivos que poderão injetar, armazenar ou retirar energia nos pontos de conexão, agindo de forma independente ou coordenada no atendimento aos serviços de eletricidade. Isso significa que os fornecedores distribuídos serão capazes de competir e colaborar com o abastecimento centralizado.

Para que isso ocorra de forma fluida, primeiramente deve-se identificar e remover quaisquer barreiras econômicas e regulatórias ineficientes que reduzam a participação dos REDs, bem como subsídios mal concebidos que possam distorcer decisões de investimento. Em segundo lugar, será importante desenvolver mecanismo regulatório de preços e encargos não discriminatórios, que sinalize adequadamente o valor de ambos os recursos centralizados e distribuídos. Somente assim, poderá ser maximizado o potencial técnico e econômicos dos REDs nos mercados elétricos (SILVA, HOLLANDA e CUNHA, 2016).

Logo, o aumento significativo dos REDs nos próximos anos será determinado pela efetiva modernização setorial. De acordo com MIT (2016), pode-se entender o atual modelo regulatório dos mercados elétricos como do tipo “top-down”, pois há uma estrutura de rede nesta indústria em que o poder de decisão flui apenas em uma direção, saindo das grandes usinas de energia (alta tensão) até os consumidores passivos (baixa tensão). No âmbito dessa modernização, deverá ser introduzido um paradigma mais “bottow-up” sobre os parâmetros, a operação e a regulação do segmento de distribuição. Isso será possível pela maior valorização dos atributos microeconômicos, tanto das redes quanto dos usuários que a compõe, principalmente por meio da integração com as modernas tecnologias de comunicação já disponíveis.

O regulador e operador do sistema serão responsáveis por alinhar as novas restrições de mercado, de forma a permitir a correta introdução dos novos padrões de fluxo

de energia e sinais de preços. Isso é importante porque os prossumidores conectados à rede em diferentes níveis de tensão poderão não estar alinhados com a demanda local. Como exemplo do caso europeu, em determinados momentos a geração distribuída pode superar a centralizada em zonas urbanas. Por conta disso, deve-se priorizar a comunicação eficiente com o usuário, além do controle da operação e sinalização de preços coerente com a prestação de serviço do tipo bidirecional.

Para vislumbrar esse futuro, é fundamental a universalização do acesso a internet de qualidade e a massificação dos produtos intensivos em tecnologias de comunicação aos usuários das redes elétricas, de forma que seja possível acompanhar com granularidade no tempo e no espaço, o valor econômico dos serviços de eletricidade e o custo de uso das redes elétricas.

Os REDs constituem uma mudança potencialmente revolucionária na relação entre as empresas distribuidoras e os usuários no mercado elétrico. No passado, os clientes tinham comportamento passivo mediante a tomada de decisão sobre o padrão de consumo e uso das redes elétricas. Atualmente, podem determinar a combinação ideal sobre a utilização de energia com bases nas suas preferências, pois já são capazes de realizar escolhas intertemporais sobre o seu consumo da rede, o autoconsumo local e remoto, bem como os níveis desejados de injeção no sistema elétrico local.

Em outros mercados, a maior elasticidade do consumidor já é observada na tomada de decisão sobre o consumo de bens e serviços. No setor de telecomunicações, os consumidores podem escolher entre uma diversidade de produtos e experiências, como diferentes opções de internet, planos de telefones e compartilhamento de serviços entre usuários, de acordo com as diretrizes da regulação setorial.

Alinhado com o pressuposto de Sen (2010), os consumidores de eletricidade serão cada vez mais capazes de expressar suas preferências, mediante maior liberdade nas suas escolhas, mediante sinais econômicos que poderão incluir aspectos alinhados a redução de custos, a mitigação do impacto ambiental, a maior autonomia energética e outros atributos importantes aos usuários de determinada parte da rede (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

A partir da sinalização econômica dessas preferências para alcançar determinado nível de utilidade e bem-estar, essas decisões poderão repassar por diversos cenários futuros, em termos de investimento e utilização dos serviços de eletricidade, como a possibilidade de desconexão da rede (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019; MIT, 2016).

A decisão do consumidor pela autoprodução de eletricidade, sem conexão com a rede elétrica, pode ser justificada por razões técnicas e econômicas. Entre os motivos econômicos estão a maior competitividade e acesso a geração distribuída e armazenamento, bem como as elevadas tarifas de energia elétrica. Por isso, uma questão importante a ser revisada é o custo dos subsídios pelas políticas energéticas. Já entre as justificativas técnicas, encontram-se o nível de satisfação com a prestação do serviço, a produção a

partir de sistema sustentável e a maior qualidade no autoatendimento na comparação com o operador local (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019; MIT, 2016).

Individualmente, a desconexão poderá reduzir os custos existentes ao usuário autoprodutor. Por outro lado, coletivamente os custos de rede serão suportados pelos clientes que permanecerão conectados. Este efeito é semelhante a questão dos subsídios cruzados observada nos mercados de eletricidade que adotaram o sistema de compensação *netmetering* para estimular a geração distribuída, que é tema de avaliação deste trabalho de doutorado para o caso brasileiro (MIT, 2016).

Dessa forma, o desafio do regulador é criar um ambiente regulatório competitivo com base equitativa, libertadora e desenvolvimentista de novas tecnologias, sem abdicar das soluções ótimas de bem-estar social coletivo em detrimento de benefícios privados. Para isso, deve-se estabelecer preços e encargos que reflitam corretamente os custos da rede, por meio da seleção de instrumentos econômicos eficientes que são apresentados com mais detalhes no item 1.3 deste capítulo.

Com relação a competitividade dos REDs, cabe destacar que não disputarão no mercado apenas com recursos centralizados, mas também com outros REDs que poderão fornecer os mesmos atributos. E a lucratividade de uma tecnologia (por exemplo, armazenamento) poderá depender da implantação de outras (por exemplo, resposta à demanda) (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019; MIT, 2016).

De forma a sustentar o futuro com a maior inserção dessas tecnologias, torna-se necessária a avaliação do planejamento e da operação, definindo novas funções para as empresas de distribuição. Assim, pode-se dizer que as empresas de distribuição não serão apenas remuneradas pelo fornecimento de energia elétrica, cada vez mais assumirão o papel de operadores do sistema e garantirão a segurança energética em âmbito local (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019)

Já existem exemplos dessa transformação pelo mundo. Desde 2012, as empresas distribuidoras alemãs podem limitar remotamente o despacho de projetos fotovoltaicos, acima de 30 quilowatts, em troca de compensação financeira. No Reino Unido, as empresas de distribuição são obrigadas a justificar seus planos de investimento de longo prazo, baseados em análises custo-benefício que incluem projetos de inovação nas redes elétricas com REDs (ROSSINGTON, 2013).

Isso é possível graças a disseminação das ferramentas de comunicação entre os consumidores, bem como do acesso as redes em tempo real e do compartilhamento de dados dos usuários. Entretanto, esses fatos implicam em outras medidas que serão cada vez mais essenciais, como estabelecer padrões de cibersegurança, de resiliência e de privacidade na gestão de dados das operações pelo agente regulador (BURGER, 2016).

Em todo o mundo, as empresas que fornecem serviços públicos de energia elétrica precisam de sistemas preparados para minimizar os incidentes cibernéticos. Espera-se crescimento significativo da quantidade de informações, que são gerenciadas por meio

da conexão à internet nos dispositivos instalados nos consumidores e cujos dados são armazenados em ferramentas com características de nuvem (SMITH, 2016; NOURIAN e MADNICK, 2015).

A partir da maior descentralização da rede elétrica, os acessos ilegais por usuários não autorizados serão cada vez mais frequentes, utilizando os diferentes pontos de acesso para manipulação na operação dos sistemas (SMITH, 2016; NOURIAN e MADNICK, 2015).

Além dos sistemas descentralizados, as demais tecnologias que viabilizam a Internet das Coisas (IoT) e responsáveis pela melhor eficiência das redes, também podem expandir as vulnerabilidades da segurança cibernética. Por exemplo, os dispositivos IoT de conexão sem fio, incluindo lâmpadas inteligentes, componentes elétricos de casas inteligentes, como sensores e câmeras são vulneráveis a interrupções cibernéticas e podem espalhar código malicioso (SMITH, 2016; NOURIAN e MADNICK, 2015).

Esses ataques podem provocar efeitos irrecuperáveis em diversos outros setores da economia, como saúde, educação, bancário e segurança. Em 2015, o pesquisador Ruffle (2015) associado a Universidade de Cambridge publicou o relatório Riscos Emergentes e indicou que um ataque generalizado à rede elétrica dos EUA, que seria responsável por desativar 50 dos 676 grandes geradores de uma determinada região, o equivalente a mais de 100 MW em média, poderia ter um impacto econômico de US$ 243 bilhões e mais de US$ 20 bilhões em indenizações no mercado de seguros.

Em 2015, Kerner (2015) da consultoria *ScottMadden Management* elaborou o relatório *Energy Industry Cybersecurity Report*, no qual estimou-se o orçamento mundial com segurança cibernética pelas empresas de energia em, aproximadamente, US$ 3,6 milhões e os gastos com cibersegurança contabilizaram quase 4% das despesas dessas companhias. E deve-se ter em mente que esses valores serão muito maiores nos próximos anos. Os mercados emergentes de energia permitirão a introdução de volumes cada vez maiores de REDs, baseados na troca quase que instantânea de alto volume de informações digitais que aumentam ainda mais a exposição dos sistemas a ataques cibernéticos.

Para mitigar essa questão, todas as entidades que interagem e se conectam a rede elétrica deverão aderir aos padrões mínimos de segurança cibernética. Os fornecedores e prestadores de serviços de energia elétrica poderão ser obrigados a lidar com os riscos cibernéticos por causa de suas ações ou omissões, de forma a serem penalizados pelo impacto na segurança geral, caso não cumpram os protocolos e normas de operação cibernética nas redes elétricas (SMITH, 2016; NOURIAN e MADNICK, 2015).

Para isso, o fornecimento de cibersegurança para a rede elétrica requer o desenvolvimento de uma boa cultura da gestão de risco, a compreensão das características de operações normais e identificação de movimentos anormais, associado ao rápido compartilhamento de informações sobre ameaças cibernéticas. Além disso, deve-se disponibilizar equipes ativas, qualificadas e coordenadas para detectar e responder a anomalias cibernéticas em atividade e defender contra potenciais ataques, reduzindo o

tempo de duração da interrupção, além de estabelecer defesas cibernéticas em maiores camadas de acesso ao sistema elétrico (CHOUCRI, MADNICK e KOEPKE, 2016).

Além da cibersegurança, há outro aspecto sobre o aumento da resiliência das redes elétricas, principalmente com o cenário de evolução das mudanças climáticas. Neste âmbito, pode-se exemplificar com os ataques de 11 de setembro de 2001, os furacões Katrina e Sandy nos Estados Unidos, o terremoto e tsunami Tohoku no Japão, e outros incidentes e catástrofes naturais que demonstraram a importância da resiliência nas redes elétricas (STOCKTON, 2016; MARNAY, 2015).

O conceito de resiliência é interpretado de diferentes formas em disciplinas, como psicologia, física, ecologia, economia e engenharia. Nos Estados Unidos, o presidente Obama[8] definiu resiliência, no contexto da infraestrutura energética, como a capacidade de preparação para se adaptar às condições de mudança, resistência e velocidade de recuperação das interrupções. Nesse caso, a resiliência inclui a capacidade de resistir e se recuperar de ataques deliberados, acidentes, ameaças ou incidentes de ocorrência natural.

Sabendo disso, ressalta-se que o desafio das distribuidoras do futuro será cada vez mais diverso, focado na liberdade, bem-estar social e segurança energética. Nos próximos anos, a distribuidora não deverá apenas atender o cliente fornecendo energia elétrica, mas sim como provedora de soluções para a proteção, a administração dos dados e a oferta de serviços que criem valor aos consumidores. Contudo, para que o cliente seja atendido com eficiência, torna-se relevante a avaliação do equilíbrio econômico nos mercados elétricos, frente a introdução dos desafios das novas tecnologias mais descentralizadas.

1.3 Os efeitos no equilíbrio econômico dos mercados

Nos últimos anos, observou-se expressivo desenvolvimento e evolução das políticas de incentivo aos REDs. Contudo, deve-se estar atento aos efeitos econômicos desses incentivos nos mercados elétricos, de forma a avaliar antecipadamente a sua dinâmica no contexto socioeconômico e regulatório de cada região. Para isso, a concessão desses incentivos deve estar pautada na previsibilidade e flexibilidade necessária a adaptação frente a inserção das novas tecnologias que podem evoluir rapidamente, de forma a evitar significativos imprevistos, subsídios cruzados e barreiras no mercado.

Dentre as políticas de incentivo, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) conhecido como *netmetering* é amplamente utilizado nos Estados Unidos e está presente em alguns países europeus. Dessa forma, os clientes de eletricidade podem compensar sua demanda com eletricidade produzida a partir de painéis solares fotovoltaicos com a rede a qualquer momento.

Nesse sentido, destaca-se que enquanto o SCEE começou como uma forma aparentemente inofensiva de desenvolvimento à geração distribuída, o rápido crescimento

8 O conceito pode ser encontrado na “Diretiva sobre Segurança e Resiliência de Infraestrutura Crítica” do presidente Obama emitida em 12 de fevereiro de 2013.

da capacidade dos REDs incentivados pela regulamentação dessa modalidade pode apresentar resultados adversos, a depender do contexto regulatório local. que devem ser retificados antes de impactar mais significativamente os sistemas de energia.

Em geral, esses resultados adversos na política do SCEE ocorrem associados ao pagamento de quaisquer custos e subsídios de políticas do setor elétrico, por meio de cobranças volumétricas na tarifa de eletricidade, o que inclui os custos da energia, da operação de rede e da política energética que são reduzidos ou totalmente isentos aos usuários de MMGD (EUROPEAN COMISSION, 2015).

No segmento baixa tensão, quando a compensação da energia é realizada durante um longo período, por meio de tarifas monômias e associada a ausência de medidores mais inteligentes, não se pode avaliar com precisão o comportamento dos usuários. Como exemplo, a injeção de energia na rede pelo sistema fotovoltaico ao meio-dia de um dia ensolarado, quando o preço da energia é baixo, acaba sendo compensado com o valor de consumo no pico de demanda, quando o preço da energia pode ser muito mais alto (MIT, 2015).

Esses fatores implicam em subsídios cruzados aos usuários da rede sem a tecnologia, uma vez que a tarifa não é reduzida pela produção de MMGD em determinados modelos regulatórios, como é o caso do mais difundido e conhecido price- cap (MIT, 2015).

E por outro lado, o sistema de compensação também pode colaborar para aumentar os custos das redes em alguns momentos. Quando a demanda local de energia é baixa, os sistemas solares fotovoltaicos poderão exportar energia a rede. Em determinadas partes da rede de distribuição, a injeção do excedente de eletricidade pode sobrecarregar o sistema, elevando a necessidade de reforços da operação e consequentemente, aumento dos custos de distribuição ao cliente final (MIT, 2015).

Na ótica do equilíbrio econômico do setor elétrico, os clientes com geração distribuída reduzem suas próprias contas, de forma mais acelerada que contribuem com a queda dos custos reais do sistema elétrico. E assim, há a necessidade de recuperação desses custos da rede e o respectivo repasse adicional as tarifas volumétricas, o que incentiva ainda mais a implantação de MMGD (MIT, 2015).

A problemática no SCEE não é apenas um fator de futuro, já foram identificados esses efeitos adversos nos sistemas elétricos dos países e alguns processos de revisão dos incentivos, como é tratado no capítulo 2.

De acordo com o MIT (2015), deve-se adotar o seguinte princípio básico para definição de políticas de incentivo, de forma a equilibrar economicamente os mercados elétricos, no qual os preços devam refletir os custos reais de operação da rede e por outro lado, os encargos devam ser baseados em componentes fixos, contendo apenas o que é medido no ponto de conexão.

Sabendo disso, este capítulo também aborda alguns mecanismos adotados na valoração dos REDs no setor elétrico, bem como recomendações de instrumentos aplicados

a luz da teoria econômica, que podem evitar distorções no mercado e eliminar as barreiras regulatórias existentes para difusão dos REDs na economia. E assim, apoiar a transição do setor elétrico e dos incentivos necessitam ser retificados antes de impactar ainda mais significativamente o bem-estar e a liberdade dos usuários, bem como a operação dos sistemas elétricos

2 I A VALORAÇÃO E EXPANSÃO DOS REDS

A partir da visão sistêmica dos serviços de eletricidade do futuro, pode-se compreender a estrutura de funcionamento e as reformas que deverão ser realizadas para permitir a evolução eficiente do sistema de energia ao longo da próxima década. Para isso, deve-se ter em mente os principais mecanismos e instrumentos que realizam a integração econômica dos recursos distribuídos às redes elétricas.

Assim, deve-se saber que existem quatro elementos fundamentais que influenciam as políticas dos recursos energéticos distribuídos (MIT, 2016):

1. Desenvolver sistema eficiente de preços e encargos regulados para os serviços de eletricidade que sinalize corretamente e de forma granular o valor locacional dos recursos distribuídos e centralizados nas redes elétricas;

2. Aprimorar a regulação técnica e econômica das concessionárias de distribuição para incentivar a integração de novas alternativas de investimento na rede, recompensando as distribuidoras por meio das economias de escala e custos de oportunidades a partir da melhoria de desempenho na operação e valorar a inovação nas redes elétricas;

3. Reconsiderar a estrutura do setor elétrico, com foco no novo papel das concessionárias de distribuição e incentivar o princípio da neutralidade tecnológica, na minimização do potencial conflito de interesse com a introdução dos REDs;

4. Atualizar as normas dos mercados de eletricidade e serviços auxiliares para remover barreiras impeditivas à participação de recursos distribuídos.

Nesse sentido, cabe ressaltar que a estrutura do setor elétrico deve ser projetada para permitir a competição entre todos os recursos, centralizados e distribuídos, contribuindo ao fornecimento de eletricidade mais eficiente na ótica da relação custo-benefício. Também é necessário garantir que os recursos sejam adequadamente remunerados e cobrados pela sua função na rede, de forma a indicar quando, onde e como agregam valor ou geram custos aos sistemas de energia elétrica.

Sabendo disso, este tópico concentra-se em compreender o valor da energia por meio dos recursos distribuídos e fornecer recomendações sobre os fatores determinantes na criação de portfólio com custos e recursos mais eficientes na rede elétrica, sejam eles centralizados ou distribuídos.

2.1 Os principais atributos na valoração de REDs novos e existentes

Para compreender como valorar corretamente os REDs, o valor locacional é a chave para determinar quando, onde e como poderão fornecer um valor adicional potencialmente significativo em relação aos recursos centralizados que possuem maior escala. Além do valor locacional, outros recursos energéticos podem ser inseridos em várias escalas, como é o caso da tecnologia solar fotovoltaica e do armazenamento. Assim, pode-se dizer que para valoração dos REDs há um trade-off entre valor locacional e economias de escala unitária, que determinam a escala ótima e local de maximização da eficiência operativa nas redes elétricas (US DOE, 2015).

O atributo locacional dos REDs é determinado pelas diferenças de valor que surgem a partir das características físicas das redes de eletricidade, o que inclui perdas, limites de capacidade e tensão nos sistemas elétricos. Por isso, o valor de alguns dos serviços de eletricidade diferem substancialmente, dependendo da localização do fornecimento ou consumo do serviço na rede elétrica (US DOE, 2015).

Também existem serviços chamados de não locacionais, nos quais não há alteração do seu valor econômico com base em onde é entregue no sistema de energia. Por exemplo, reservas de capacidade da operação são implantadas para conter desvios de frequência que surgem como resultado de desequilíbrios entre oferta e demanda, devido a erros de previsão ou falhas inesperadas de usinas de energia ou linhas de transmissão. O mesmo ocorre com o valor da mitigação de carbono, as emissões dependem do custo social do carbono e não há alteração nesse indicador caso o recurso energético seja distribuído ou centralizado (US DOE, 2015).

Assim, observa-se que os REDs podem fornecer uma gama de serviços, incluindo serviços com valor locacional e não locacional. Devido a sua natureza distribuída, podem ser localizados e inseridos nas áreas mais vantajosas de operação da rede elétrica.

O valor desses serviços pode variar significativamente dentro do mesmo mercado atacadista ou sistema de transmissão e até mesmo, dentro de uma determinada área da rede de distribuição. Isso ocorre porque não existe um valor único tabelado para os serviços que os REDs poderão fornecer (MIT, 2016).

Na verdade, o valor que esses recursos podem fornecer é extremamente dependente do contexto que estão inseridos. E este valor não é estático, podendo diminuir rapidamente, conforme são introduzidos mais recursos para fornecer o serviço em um determinado local e tempo da rede (MIT, 2016).

Assim, para avaliar e precificar com precisão os serviços prestados pelos REDs, torna-se relevante determinar o valor marginal desses serviços por meio da correta sinalização dos preços, dos encargos regulados e de outros incentivos nos mercados elétricos (MIT, 2016)

Os REDs têm o potencial de criar valor econômico nos pontos da rede elétrica que

são frequentemente restringidos por fatores exógenos e onde há elevadas perdas técnicas na transmissão da eletricidade até a distribuição ao cliente. Por isso, caso sejam situados e operados em locais e horários ideais, esses recursos podem potencialmente entregar um valor locacional significativo, evitando ou adiando investimentos em transmissão e na capacidade da rede de distribuição, dependendo do contexto de operação elétrica da localidade (COHEN e CALLAWAY, 2016).

Caso os REDs possam entregar ou retirar injeções de excedente de energia elétrica com alta confiabilidade, as distribuidoras podem evitar custos marginais da rede com investimentos habituais de reforço da infraestrutura. Assim, os custos relativos entre esses dois serviços devem ser considerados para remunerar adequadamente os REDs.

Deve-se observar três principais condições da operação nas redes, de forma que o setor elétrico consiga maximizar os benefícios que os serviços de REDs podem fornecer a sociedade (COHEN e CALLAWAY, 2016):

1. estar localizado em áreas da rede que passa por restrições e necessita de investimentos em expansão, como as áreas com elevados de pico de crescimento de carga ou períodos com fluxo reverso de potência;

2. possuir a capacidade de reduzir as retiradas ou injeções durante os períodos em que o congestionamento ou esgotamento da rede é esperado; e

3. possuir a capacidade de fornecer estes serviços de forma confiável, a qualquer período na rede, para que os investimentos sejam diferidos pelas distribuidoras.

Sabendo dessas condições, pode-se concluir que a aplicabilidade dos REDs dependerá das condições regulatórias, técnicas e socioeconômicas de cada localidade. Por exemplo, o estudo de COHEN e CALLAWAY (2016) sobre projetos de energia solar fotovoltaica instalados na área de concessão da Pacific Gas and Electric revela que não encontrou nenhum projeto fotovoltaico em telhados, com capacidade de confiabilidade acima de 90% dos sistemas modelados.

Apesar dessa informação, outros REDs podem ser capazes de aumentar a confiabilidade dos sistemas de energia, como as baterias, as células a combustível, os motores híbridos e as microturbinas que podem fornecer energia durante as interrupções, evitando assim a instabilidade na prestação do serviço (COHEN e CALLAWAY, 2016). .

Atualmente, os benefícios dos REDs adotados com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema são de uso exclusivo do proprietário. A regulação econômica precisa ser modernizada para que esse benefício privado seja transformado em externalidade social para determinada localidade (US DOE, 2015).

E sobre a atribuição do valor locacional para elevar a confiabilidade, pode-se dizer que é variável dependente da qualidade da operação, por meio da frequência e duração das interrupções do serviço de determinado local, e da disposição a pagar dos consumidores e distribuidoras para evitar tais interrupções (US DOE, 2015).

Para essa avaliação, sugere-se adotar como sinalizador locacional as classificações de interrupção média do sistema, determinados pelos índices de frequência (SAIFI) e de duração de interrupção (SAIDI). O SAIFI mede a frequência média de eventos de interrupção para uma determinada rede e por outro lado, o SAIDI mede a duração média de um evento de perda de serviço para uma determinada rede (US DOE, 2015).

Os pesquisadores do Laboratório Nacional Lawrence Berkeley Sullivan, Schellenberg e Blundell (US DOE, 2015) desenvolveram estimativas da disposição a pagar por interrupções evitadas, associadas a diferentes tipos de clientes das redes elétricas. A partir dessas estimativas, a tabela 2 apresenta o custo para várias classes de clientes e diferentes durações acumulativas de interrupções anuais.

Duração Acumulada da Interrupção Anual	Residencial	Pequeno Comércio	Grandes Comércios e Indústrias
2 horas	$ 7	$ 1.100	$ 30.000
4 horas	$ 14	$ 2.200	$ 60.000
16 horas	$ 56	$ 8.800	$ 240.000

Tabela 2. Custo médio de interrupção anual ao cliente nos EUA.

Fonte: Elaboração a partir das informações de (US DOE, 2015).

O custo de interrupções de serviço foi estimado assumindo durações típicas de 2 horas, portanto o custo de uma interrupção anual acumulativa de 16 horas é igual ao custo de uma interrupção de 2 horas em 8 eventos anuais. O estudo de SULLIVAN, SCHELLENBERG e BLUNDELL (US DOE, 2015) aponta que as interrupções com durações mais curtas são mais dispendiosas ao consumidor. Logo, uma única interrupção de 16 horas é menos custosa para os clientes, na comparação com 8 interrupções de 2 horas no ano.

As exceções encontradas no estudo incluem locais específicos, que são mais sensíveis a interrupções de fornecimento como hospitais, serviços de emergência e alguns processos industriais interruptíveis. Esses usuários são exemplos de segmentos que possuem um custo muito alto para evitar interrupções de fornecimento e, por isso muitas dessas instalações já estão equipadas com REDs para constante fornecimento de energia elétrica (US DOE, 2015).

Além do fator capacidade, há outros atributos que podem valorar o serviço locacional fornecido pelos REDs. Como exemplo, a geração nas instalações do cliente ou adicionar a geração distribuída em locais previamente impactados, como complexos industriais ou aterros sanitários, que podem mitigar seus efeitos ambientais por meio da geração distribuída de resíduos (US DOE, 2015).

Outra possibilidade é o benefício locacional pelo uso da terra, que está associado aos REDs que são difundidos para postergar a expansão da infraestrutura de transmissão

e distribuição. Esse benefício é gerado por meio da redução de despesas relacionadas aos processos de uso da terra, como a necessidade de indenizações, a aquisição de direitos de passagem, a compensação ambiental, o valor do terreno na região e outros (US DOE, 2015).

Também deve-se ressaltar os benefícios locacionais dos REDs associados a fatores socioeconômicos regionais, como é o caso da geração de emprego, que é frequentemente mensurada pela variável bem-estar social. De acordo com Tsuchida (2015), só porque uma tecnologia específica é mais trabalhosa para instalar, não significa que seja necessariamente um criador de empregos na economia como um todo. Então, torna-se difícil avaliar apenas os benefícios das políticas para REDs em uma determinada localidade pela varíavel geração de emprego, necessitando que seja correlacionada com outros fatores locacionais já destacados.

Assim, pode-se dizer que um dos papeis do regulador e das políticas públicas é desbloquear as vocações regionais para os REDs, alinhado com a capacitação e preparação da mão-de-obra local para estar engajada ao futuro cada vez mais tecnológico, desbloqueando assim o valor potencial desses recursos na economia (TSUCHIDA, 2015).

Nesse sentido, verifica-se que recursos distribuídos já existentes no mercado elétrico são muito subutilizados. Isso ocorre porque parte desses recursos estão localizados nas instalações do cliente, para atender apenas a benefícios privados dos usuários, como mobilidade, aquecimento, energia de reserva e outros. Especialmente os sistemas fotovoltaicos, muitos desses serviços de geração distribuída já foram implantados apenas para oferecer benefícios privados aos seus proprietários (TSUCHIDA, 2015).

Entretanto, pode-se estabelecer medidas regulatórias na operação desses recursos, de forma a otimizá-los para gerar valor econômico e social nas redes elétricas. Por exemplo, o regulador local pode desenvolver a figura do agregador de carga, responsável por realizar a integração ativa de pequenos geradores do sistema de distribuição, gerando redução nos custos de transação e seus proprietários podem ser remunerados pelo serviço de eletricidade coletivo (TSUCHIDA, 2015; MIT, 2016).

A partir desse exemplo, fica evidente que há espaço para aproveitar o potencial significativo dos recursos existentes, focados na redução dos custos de operação das redes elétricas. E ainda, cabe destacar que desbloquear o potencial dos recursos existentes pode ser mais econômico do que desenvolver novos projetos de REDs (TSUCHIDA, 2015).

Para prestação mais eficiente desses serviços de fornecimento de eletricidade, há o desafio de coordenar, despachar e incentivar adequadamente os recursos distribuídos existentes, que exigirão investimentos em comunicações, controles e infraestrutura de medição. Em muitos casos, esses investimentos podem ser bastante modestos, na comparação com as novas despesas de capital (TSUCHIDA, 2015).

Dessa forma, a ativação desses recursos para prestação de serviços na rede envolve custos de transação adicionais, bem como podem incorrer outros custos associados a

implementação regulatória. Assim, compreende-se que o valor dos REDs existentes é atribuído por meio da avaliação de três aspectos a seguir (MIT, 2016):

(1) o valor temporal e locacional dos serviços que podem entregar;

(2) os custos de oportunidade e de transação associados à entrada em operação desses recursos; e

(3) os custos de ativação inicial necessários para envolver esses ativos na provisão eficiente ou consumo de serviços de eletricidade;

Por fim, além dos custos de transação, esses recursos também são valorados pelas economias de escala e custos de oportunidade que podem proporcionar, associados ao atributo de cada tecnologia, focados na maximização do fornecimento de serviços acessórios nas redes elétricas.

2.2 As economias de escala e custos de oportunidade

As tecnologias que fornecem recursos de energia distribuída podem ser implantadas em uma variedade de escalas. Na medida que o sistema aumenta, cada recurso apresenta variado grau de economia de escala unitária ou custos decrescentes por unidade de capacidade adicional. Por exemplo, os sistemas fotovoltaicos podem ser implantados em telhados residenciais, associados a escala de kW, mas também podem ser projetos comerciais e industriais com vários MW de potência instalada, e até mesmo matrizes montadas no solo, com centenas de MW pelos conhecidos projetos de fazendas solares (MIT, 2016; FRANZ, 2016).

Por isso, os sistemas solares de menor escala têm custos anuais mais elevados em relação aos maiores devido às diferenças de economias de escala que podem influenciar os custos de componentes do sistema. Ao decidir instalar um pequeno projeto solar, há redução das economias de escala unitária, o que gera custos unitários maiores aos usuários da rede na comparação com os sistemas fotovoltaicos centralizados (MIT, 2016; FRANZ, 2016).

Dessa forma, retomando a discussão sobre os efeitos locacionais dos REDs nas redes elétricas, o regulador local deve avaliar se os recursos energéticos podem ser instalados em várias escalas e considerar os custos unitários incrementais na avaliação de projeto associado ao RED. Logo, existe um trade-off entre o valor locacional na rede e os custos unitários incrementais das economias de escala (MIT, 2016; FRANZ, 2016).

De acordo com FRANZ (2016), avaliando casos aplicados de pequenos projetos fotovoltaicos, após analisar os benefícios dos atributos locacionais, em parte significativa foi observado que os custos associados aos projetos de menor porte são superiores. Na verdade, quando os custos unitários incrementais excedem o benefício do valor locacional, a sociedade passa a incorporar custos da energia distribuída.

No estudo do MIT (2016), o resultado evidencia que os benefícios locacionais não

são condições suficientes para justificar a implantação de energia fotovoltaiva em escala distribuída para toda a sociedade. Pode-se dizer que quanto maior a escala fotovoltaica, maiores serão os benefícios líquidos sociais. E por outro lado, os recursos de pequena escala geram apenas benefícios e custos de oportunidade distribuídos na rede.

Enquanto o trabalho de MIT (2016) trata especificamente do caso da energia solar fotovoltaica, a heurística básica pode ser amplamente aplicada para desenvolver uma visão sobre outras tecnologias como o armazenamento de energia e outros recursos que podem ser desenvolvidos em várias escalas.

Também foi identificado por MIT (2016) que em casos particulares de determinadas localidades, como em partes da rede que estão frequantes congestionadas ou áreas que apresentam rápido crescimento na demanda de eletricidade, o valor locacional pode ser significativo e a aplicação de tecnologia distribuída poderá apresentar uma vantagem econômica na comparação aos projetos centralizados.

Por outro lado, em redes bem desenvolvidas que raramente experimentam eventos de congestionamentos e interrupções de serviço, o atributo locacional não determina vantagem competitiva (MIT, 2016).

Por isso, deve-se notar a importância da regulação do sistema elétrico, que reflita corretamente os sinais de preço e encargos de operação das redes locais, pois somente assim permitirá que os investidores sejam capazes de identificar os melhores locais para investimento em REDs. Da mesma forma, os sinais de preço imprecisos supervalorizam os REDs, em relação ao seu verdadeiro benefício no sistema, o que incentiva ainda mais os projetos com custo superior ao benefício locacional da rede elétrica.

Assim, é fundamental a sinalização do valor desses recursos na rede, por meio dos adequados instrumentos econômicos e regulatórios, fomentando ambiente competitivo e pautado na neutralidade tecnológica, onde todos os recursos centralizados e distribuídos possam atuar, a partir da internalização dos trade-offs entre valor locacional distribuído e os custos de oportunidade das economias de escala.

2.3 A expansão com neutralidade tecnológica

Segundo Zinaman (2019), entende-se por neutralidade tecnológica o ambiente regulatório competitivo que permita a disputa entre todas as tecnologias disponíveis para provimento de determinado serviço. Para isso, os novos sistemas elétricos no contexto da transição energética passam a perseguir metas baseadas em atributos sistêmicos, evitando o uso de instrumentos econômicos que inicialmente possam privilegiar potenciais tecnologias e desencorajar a participação de outras.

O conceito da neutralidade tecnológica no contexto regulatório também é apresentado pelo *World Economic Forum* (WEF, 2018). No relatório da instituição de recomendações políticas sobre o Futuro da Energia 2016-2018, o princípio do ambiente econômico neutro à tecnologia é introduzido como responsável por preparar a regulação aos desafios futuros,

estruturando produtos e regras que incentivam a inovação, de forma que a provisão de serviços possa ser realizada por qualquer recurso energético capaz de realizá-lo.

De acordo com o Castro et al. (2022), a introdução da neutralidade tecnológica nos mercados elétricos é fundamental na promoção da maior concorrência e maximização da eficiência nos serviços das redes elétricas, ao garantir que todos os recursos possam participar desse mercado e que sejam adequadamente remunerados pela prestação de serviços.

Para que o ambiente regulatório proporcione o estabelecimento da esperada competição justa e equitativa dos agentes econômicos e das diferentes fontes de energia sob a mesma base de atendimento, que são resultados indicados pelo princípio da neutralidade tecnológica, deve-se atuar em três frentes de trabalho no mercado que envolvem o marco legal do setor, os procedimentos de rede e a legislação tributária (WEF, 2018).

A introdução do mecanismo de neutralidade tecnológica está alinhada com os princípios da equidade e da isonomia prevista pelos órgãos públicos. De forma inicial, torna-se essencial a remoção das barreiras regulatórias a tecnologias específicas que poderão trazer benefícios para a concorrência e a eficiência do setor elétrico. Historicamente, o mundo desenvolveu regras específicos para atender o provimento de energia, apoiados no desenvolvimento de determinada opção tecnológica. No caso brasileiro, observa-se isso quando os leilões determinam a tecnologia a ser escolhida, por meio dos contratos de quantidade e de disponibilidade no ambiente regulado. (WEF, 2018; ZINAMAN, 2019).

Em segundo lugar, verificou-se a expansão da inovação e novas opções tecnológicas no setor elétrico. Esses novos recursos possuem características distintias no que diz respeito aos serviços ofertados, a estrutura de custo e atributos, como é o caso da resposta da demanda, armazenamento energético ou fontes renováveis variáveis. Para isso, além da alteração regulatória para possibilitar sua participação no sistema elétrico, torna-se essencial avaliar os procedimentos técnicos da rede e a percepção do mercado sobre as novas necessidades que possibilitarão a participação desses recursos (WEF, 2018; ZINAMAN, 2019).

Por último, a partir do avanço da necessidade de novos serviços nas redes elétricas, como é o caso da maior flexibilidade dos recursos, precisa-se introduzir novos mecanismos de preço na provisão do ambiente regulatório neutro à tecnologia. Na avaliação das necessidades do novo mercado, precisa-se analisar a valoração na prestação dos e garantir a remuneração justa de todos os recursos (WEF, 2018; ZINAMAN, 2019). No caso dos Estados Unidos, as ordens nº 217/2009 e nº 841/201 do Federal Energy Regulatory Commission (FERC) promoveram reformas no mercado elétrico americano, com a introdução de novas formas de participação das tecnologias. A primeira norma foi responsável pela retirada de barreiras regulatórias a programas de resposta da demanda, enquanto a segunda promoveu a participação de tecnologias de armazenamento nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares norte americano (WEF, 2018;

ZINAMAN, 2019).

Pela definição do conceito de neutralidade tecnológica, este trabalho recomenda o seu uso como um princípio geral, que deverá ser adotado na valoração e expansão dos REDs nas redes elétricas nos próximos anos. Como destacado, deve-se buscar a retirada das barreiras regulatórias e subsídios que privilegiam tecnologias específicas, os ajustes na regulamentação técnica da rede e a adequada remuneração dos novos serviços pelo mercado.

Apesar da recomendação desse princípio, os governos ainda podem elaborar estratégias desenvolvimentistas, no sentido de apoiar determinadas tecnologias por meio dos objetivos de política industrial e como exemplo, garantir a diversidade da matriz energética. Neste caso específico, Zinaman (2019) recomenda que o regulador elabore plano explícito, basesado em objetivos e metas a serem avaliados periodicamente, de modo que essas políticas tenham término planejado, a partir do alcance de resultados reais.

E mais uma vez, a correta sinalização dos custos torna-se essencial na valoração adequada dos benefícios da neutralidade tecnológica. A adequada adoção de instrumentos econômicos e regulatória permitirá redução das assimetrias de informação e o estabelecimento de resultados coerentes com os atributos de cada tecnologia nas redes elétricas.

3 I OS INSTRUMENTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS

Segundo Varian (2012), entende-se por falha de mercado a situação na qual os interesses privados dos agentes econômicos produzem um resultado economicamente ineficiente Usualmente, essas falhas são observadas quando determinado indivíduo fica em situação pior, na comparação com outro grupo, caso não tivessem agido em interesse próprio. Assim, os resultados econômicos em caso de falha de mercado divergem do que os economistas geralmente consideram ótimo social e, geralmente, não são economicamente eficientes.

Mazzucato (2014) indica a importância dos governos como Estados empreendedores, abandonando o seu antigo papel de apenas corrigir as falhas de mercado adaptativamente e avançar como protagonista, no qual tem a oportunidade de desenvolver o mercado, com visão de futuro a cerca dos desafios necessários na adequação da sociedade as novas tecnologias.

Sabendo disso, ao longo deste tópico são apresentados os principais instrumentos da teoria econômica, aplicados para tornar o mercado de REDs mais dinâmico, por meio de medidas regulatórias mais proativas, de políticas inovadoras e de reformas de mercado projetadas para permitir a evolução eficiente do sistema de energia, frente a massificação das novas tecnologias ao longo dos próximos anos.

O propósito desses instrumentos é habilitar todos os recursos de energia, seja distribuído ou centralizado, para participar ativamente do fornecimento eficiente dos serviços de eletricidade.

Para isso, verifica-se que há uma estrutura abrangente divida em dois pilares que estão interrelacionados e são apresentados nos dois tópicos a seguir: estabelecer um sistema eficiente de preços regulados e encargos que se aplicam a todos os usuários da rede, e remover barreiras ineficientes à integração e competição de recursos distribuídos e centralizados (MIT, 2016).

Essas barreiras incluem esquemas de remuneração inadequados para concessionárias de distribuição, estruturas do setor de energia que podem impedir a concorrência equilibrada e as falhas na estrutura do mercado atacadista de eletricidade (CASTRO e DANTAS, 2017).

Assim, há um grande desafio aos responsáveis pelo planejamento, operação e regulação do setor elétrico mundial na reestruturação e apresentação de soluções para maior eficiencia e confiabilidade do sistema no futuro.

Nos próximos tópicos, são destacados os instrumentos adequados para desbloquear o mercado descentralizado nas economias. Essas discussões permitem a construção de uma proposta política e regulatória do setor elétrico, de forma a antecipar futuras reformas frente aos desafios tecnológicos dos REDs.

3.1 Um sistema eficiente de preços e encargos

Os recursos centralizados e distribuídos são instalados em diferentes locais e escalas nos sistemas de energia. Em muitos casos, eles também são operados com diferentes padrões temporais de produção e consumo.

No entanto, esses recursos devem competir e serem também complementares para fornecer um conjunto de serviços de eletricidade. Contudo, torna-se necessário compreender o desafio da coordenação explícita pela multiplicidade de agentes que podem fornecer serviços de eletricidade e, nesse sentido, as indicações abaixo podem colaborar para a construção de um sistema regulatório mais eficiente, coordenado e resiliente as mudanças tecnológicas.

Instrumentos Econômicos	Objetivo	Justificativa
Custo Reflexibilidade	Estabelecer sistema reflexivo de custos com sinais econômicos coerentes na operação das redes elétricas. Pode ser desenvolvido por meio da granularidade adequada tarifária, a depender do padrão de consumo da rede, do horário e do local do serviço prestado.	Instrumento econômico importante, pois os sinais econômicos incorretos podem impulsionar decisões ineficientes, permitindo que recursos mais caros substituam os mais eficientes. Isso resulta em serviços de eletricidade mais caros e uma perda de bem- estar social.
Eficiência Locacional	Determinar o nível de eficiência locacional nas redes elétricas, de forma que os sinais de preços locais possam refletir os efeitos do despacho na geração, das perdas na transmissão e da capacidade no sistema de distribuição.	Inicialmente, recomenda-se que a eficiência locacional seja incorporada aos geradores conectados no sistema de transmissão, a fim de evitar distorções no despacho econômico. Em seguida, deve ser introduzido na distribuição para capturar diferenças nos preços dos usuários da rede. Contudo, a aplicação locacional poderá influenciar em diferenças socioeconômicas regionais e maior complexidade operativa, logo o ganho de eficiência esperado deve ser maior para compensar o atributo locacional.
Metodologias Tarifárias	Avaliar e valorar os efeitos das atuais tarifas de eletricidade em comparação com as diferentes metodologias já existentes, que podem ser monômias, binômias e trinômias, com diferentes componentes: horário, posto tarifário, demanda responsiva, segmentação econômica e outras.	Uma nova metodologia pode alterar significativamente o comportamento do consumidor, as despesas totais com eletricidade, os preços de serviços acessórios e volatilidade dos encargos setoriais. Além disso, pode ser uma barreira a difusão de novas tecnologias nas redes, bem como afetar questões de distribuição e equidade, como é o caso dos consumidores de baixa renda, que necessitam ser protegidos sem renunciar ao desenvolvimento de uma proposta mais dinâmica e técnica para amplas faixas de usuários da rede.
Classes Tarifárias	Estudar o comportamento dos clientes frente a disseminação dos REDs. À medida que os usuários da rede se tornam mais responsivos aos preços e novas tecnologias, deve-se avaliar a eficiência no uso das existentes classificações dos usuários da rede.	Os padrões de utilização da rede estão se tornando cada vez mais diversos, refletindo-nos a pensar sobre o atual agrupamento dos clientes. Dependendo do caso, deve-se abandonar o paradigma que está por trás da maioria dos projetos tarifários atuais, que os consumidores podem ser agrupados em classes homogêneas de clientes e sugere-se atualizá-los para a nova realidade tecnológica.

Reestruturar Encargos e Subsídios	Reduzir a distorção causada pela cobrança de encargos associados a políticas energéticas. Quaisquer custos de política e taxas que não são diretamente afetados por mudanças no mercado de eletricidade devem ser removidos do componente volumétrico ($/kWh) da tarifa.	Os reguladores dos países devem monitorar quais as condições que podem levar a uma possível saída em massa dos usuários da rede. A experiência da teoria econômica recomenda que os custos alheios ao setor elétrico sejam retirados das tarifas e os indiretos sejam cobrados por uma taxa fixa. E o modelo de faturamento dessa componente, pode variar de acordo com perfil de cada cliente, por meio de alguma métrica que estime a proxy da elasticidade preço ou renda, como exemplo o pagamento de impostos por propriedade ou o tamanho da residência de um usuário do sistema.
Discriminação de Preços	Garantir que os preços e encargos são não discriminatórios e simétricos para uma variedade de opções tecnológicas, mediante as mesmas condições locacionais e temporais que serão estabelecidas, permitindo a introdução de novas tecnologias nas redes elétricas.	Determinadas políticas de preço podem não trazer a neutralidade tecnológica desejada. Deve-se permitir a equidade entre a eficiência na injeção e compensação energética, independente do recurso, em determinado tempo e lugar, de forma que proporcione uma cobrança equilibrada pela retirada da energia excedente, compatíveis com a mesma hora e local.
Modernização da Medição	Disseminar a moderna infraestrutura de medição para o aprimoramento das tarifas, faturamento e gestão dos clientes.	Sem o apoio da infraestrutura de medição, é difícil extrair os benefícios das novas tecnologias e desenvolver de forma significativa, um sistema eficiente de preços e encargos. É cada vez mais necessário medir, compensar e faturar com precisão uma diversidade de recursos de eletricidade, com granularidade cada vez maior.
Remuneração Serviços Ancilares	Sinalizar a remuneração de serviços prestados por REDs nas redes elétricas, por meio de custo e/ou benefício para retiradas e injeções de energia nas redes elétricas.	Para estabelecer esse serviço, deve-se adotar a diferenciação locacional, de forma que as redes não fiquem congestionadas uniformemente. Dessa forma, pode-se estimular a flexibilidade da demanda e os atributos dos recursos distribuídos, que podem permitir economias de custo significativas aos usuários e distribuidoras.

Tabela 3. Recomendações de instrumentos econômicos e regulatórios para um sistema eficiente de preços e encargos no mercado de eletricidade.

Fonte: elaboração própria a partir de Castro e Dantas (2017), MIT (2016) e Tolmasquim et al. (2019).

3.2 As barreiras econômicas e regulatórias

Na ótica econômica, o estabelecimento de adequados sinais de preços e encargos é uma etapa crítica para habilitar a competição dos recursos de forma eficiente e justa, fornecendo maior bem-estar social pela prestação dos serviços de eletricidade. Deve-se destacar que preços e encargos eficientes é condição necessária, mas não suficiente para garantir a maximização do bem-estar e justiça social, com vistas a alcançar o pleno desenvolvimento econômico do setor elétrico (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

Ainda existem práticas regulatórias ineficientes responsáveis por desenvolver barreiras que impedem os REDs de serem mais difundidos e competitivos frente aos recursos centralizados. Essas barreiras podem ser agrupadas em três categorias: a regulamentação técnica inadequada das redes de distribuição com REDs; as estruturas normativas ineficientes que levam a conflitos de interesse entre o serviço de distribuição e outros serviços comerciais prestados nas redes elétricas; e a venda de energia no atacado com regras tendenciosas ou inadequadas no mercado (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

Para isso, existem ferramentas regulatórias essenciais para gerenciar essas mudanças. Com o aumento das incertezas de mercado, deve-se apontar a necessidade de abordagens aprimoradas de remuneração da distribuição, responsáveis por indicar a eficiência de custos e o novo papel da distribuidora na operação das redes. Por outro lado, também ressaltar a necessidade de introdução de mecanismos de incentivos adicionais, responsáveis por capturar resultados específicos, que atualmente não são alcançados apenas com a melhoria da remuneração da distribuição, que são as metas de desempenho regulatório na qualidade de serviço, nos planos de combate as perdas e na inovação de longo prazo (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

Logo, as sugestões de instrumentos abaixo estão relacionadas a remoção das barreiras econômicas e regulatórias ineficientes, o que irá complementar a análise anterior na construção de um sistema regulatório mais eficiente, coordenado e resiliente as mudanças tecnológicas.

Instrumentos Econômicos	Objetivo	Justificativa
Incentivos por Eficiência de Custos	Estimular e remunerar os incentivos comerciais da empresa de distribuição, pelo alcance de soluções inovadoras e econômicas.	Os reguladores devem remunerar e incentivar os custos da operação dos serviços, por meio de iniciativas que proporcionem a economia dos investimentos, desde que comprovado o benefício e melhor desempenho das empresas. Esse resultado deverá ser compartilhado entre os acionistas da concessionária e os consumidores.
Mecanismo de Participação nos Lucros	Estabelecer mecanismo no qual as Utilities podem reter apenas uma parte de quaisquer reduções de custo, abaixo da trajetória de receita, com a parte restante voltada para benefício dos consumidores. Da mesma forma, caso as despesas reais excedam a trajetória de receita, as concessionárias arcam com apenas uma parte da despesa excedente, e o restante é compartilhado com os consumidores.	As escolas de regulação apontam que um dos melhores mecanismos usados para recompensar os esforços de eficiência nas distribuidoras é a trajetória de receita de vários anos, em relação a sua participação nos lucros. Este mecanismo é a base dos regimes regulatórios de alguns países, conhecido por diferentes nomenclaturas, como: limites de receita, RPI- X, Planos de taxas plurianuais e outros.
Contratos e Serviços Regulatórios	Ofertar um menu de contratos e serviços regulatórios mais flexível. Quando as Utilities revelam com precisão as suas expectativas de custos futuros, o regulador elimina a propensão para as empresas inflarem suas estimativas de custo, recompensando o mercado a minimizar o comportamento oportunista e assimetrias de informação.	Esse tipo de medida regulatória por meio de menu de contratos, permite que a concessionária passe a desempenhar um papel estratégico na seleção do potencial de redução dos seus custos, permitindo que esteja sempre em melhor situação, ou seja, ganhe o maior lucro e retorno sobre o patrimônio.
Remuneração Não Discriminatória dos Ativos	Estabelecer remuneração não discriminatória para eficiência em despesas de capital e operacional. Para isso, é adotado o mecanismo para equalizar esses incentivos, conhecido como gasto total ou “TOTEX”. Essa medida alternativa foi proposta para garantir que as Utilities são livres para encontrar a melhor combinação de custo-benefício sobre os investimentos e despesas operacionais, o que inclui os REDs para atendimento das redes.	Atualmente, as concessionárias recebem maiores compensações nos investimentos de capital em ativos tradicionais de rede, na comparação com as novas estratégias operacionais e de gerenciamento com os REDs. A equalização dos incentivos para eficiência em despesas de capital (CAPEX) e operacional (OPEX) é um passo fundamental para dar a flexibilidade necessária aos serviços e incorporar novos meios de fornecer inovações nos serviços de rede.

Incentivos por Metas Regulatórias Comerciais	Estabelecer outras estratégias necessárias para incentivar as concessionárias a mudarem a trajetória, em direção a objetivos críticos e resultados relacionados a eficiência econômica de longo prazo. Pode-se citar a remuneração por metas regulatórias, atribuídas a produtos comerciais sobre a qualidade do serviço, a continuidade do fornecimento elétrico, a tensão do sistema e a redução da perda de energia.	Esses resultados não costumam ser incentivados nas atuais estruturas de remuneração, dado que alcançar um melhor desempenho pode impor um aumento nos custos de investimento e operacionais nas empresas, e a maioria das estruturas de remuneração apenas recompensa reduções de custos. Na Europa e nos Estados Unidos, a remuneração por incentivos de metas regulatórias ajudou a orientar as concessionárias em direção a produtos mais seguros, confiáveis e redes mais eficientes.
Incentivos à Inovação	Criar remuneração por incentivos a inovação de longo prazo, necessários para acelerar o investimento em P&D e projetos de inserção tecnológica no mercado, contribuindo ao aprendizado do setor sobre as capacidades de novas tecnologias, que por serem ainda incipientes apresentam maior risco e/ou elevado tempo de maturação.	O aumento da incerteza sobre a evolução das necessidades da rede será motivador de novos custos e serviços nos próximos anos, o que intensificará a necessidade de inovação, incluindo a expansão dos investimentos em novos projetos. E isso, demandará a necessidade de curva de aprendizagem tecnológica entre as Utilities do setor elétrico.
Metas de Cibersegurança	Garantir que os operadores do sistema tenham a capacidade de operar, manter e recuperar os sistemas de ataques cibernéticos. O regulador precisa incentivar o desenvolvimento de uma cultura de gestão do risco. Para isso, torna-se essencial entender as características das operações tecnológicas, o rápido compartilhamento de informações sobre ameaças cibernéticas, a coordenação ativa e qualificação de equipes para detectar e responder a anomalias durante as atividades cibernéticas.	A evolução do setor elétrico implica em maior grau de digitalização e interconectividade das redes. A conexão generalizada de REDs aumentará a complexidade digital e as superfícies de ataques e, portanto, requer proteção de segurança cibernética mais intensiva. Assim, os operadores do sistema devem ter a capacidade de operar, manter e recuperar rapidamente os sistemas de ataques cibernéticos. Além disso, há questões relevantes como: o compartilhamento de informações, a segurança na nuvem, a regulamentação e a implementação de sistemas inteligentes para evitar interrupções prolongadas e aumentar a resiliência do sistema, com base nos tratados e abordagens internacionais sobre segurança cibernética.

Independência entre Distribuição e Comercialização	Estabelecer uma reforma estrutural que determine a independência entre o operador do sistema de distribuição e quaisquer agentes que executam atividades de comercialização em mercados competitivos. Isso inclui a geração adjacente, os mercados de serviços ancilares e o mercado de REDs na área de concessão e serviço da distribuidora.	O estabelecimento das devidas responsabilidades dos agentes é, portanto, fundamental para promover um funcionamento eficiente do setor elétrico, por meio do estabelecimento de condições de concorrência equitativas na oferta de serviços de eletricidade por geradores tradicionais, agregador e REDs. A nova reestruturação dos mercados de eletricidade demonstra a necessidade de estabelecer a separação dos serviços de fio e energia, para garantir a geração de eletricidade competitiva.
Disponibilidade e Gestão de Informações	Estabelecer uma plataforma de acesso aos dados da operação, não discriminatório, sobre as condições sistêmicas, operação da rede e decisões de planejamento. Esses fatores são determinantes para facilitar a concorrência entre os prestadores de serviços acessórios por meio de REDs e demais participantes.	Na medida que aumenta a conectividade das redes elétricas com os dispositivos de telecomunicações, há cada vez mais informações disponíveis, consequentemente maior regulação deverá ser exigida sobre os direitos de uso e finalidades. Logo, as Utilities têm a responsabilidade de atuar como administradores de dados para proteger a privacidade do cliente e a segurança das informações às quais têm acesso exclusivo. Para facilitar a competição equitativa entre agregadores, provedores de REDs e uma diversidade de outros agentes ofertando serviços, torna-se essencial a disponibilização de dados públicos, por meio de plataforma, contendo as informações das redes elétricas por áreas de concessão das distribuidoras.
Benchmarking Internacional	Estabelecer referências internacionais sobre como outros instrumentos econômicos poderão colaborar para inserção de novas tecnologias. No caso desta tese, no capítulo II é abordado avaliação de benchmarkings específicos da geração distribuída incentivada por meio do *netmetering*, no qual os países precisaram buscar novas soluções regulatórias.	Como cada localidade tem sua peculiariedade e regulação específica, além das recomendações teóricas de forma geral, deve-se atentar para a dinâmica internacional de resposta na implementação dos REDs e novas soluções emergentes, apontadas para os problemas de gestão desses recursos junto às redes de distribuição.

Tabela 4. Recomendações de instrumentos econômicos e regulatórios para remover barreiras no mercado de eletricidade.

Fonte: elaboração própria a partir de Castro e Dantas (2017), MIT (2016) e Tolmasquim et al. (2019).

Atualmente, a regulação do sistema elétrico não está totalmente adaptada ao mundo digitalizado com REDs. A ausência de estruturas que direcionem corretamente os

custos e os novos usos tecnológicos podem elevar as incertezas sobre a operação das redes elétricas. Como observado na tabela, há um grande desafio e novas oportunidades na realização de trade-offs entre despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX), incluindo novos contratos com pagamento a REDs que são capazes de contribuir para uma operação mais eficiente (MIT, 2016).

A superação dessas incertezas e desafios de forma eficiente exigirá que os serviços públicos sejam mais inovadores, atributo que os atuais reguladores precisam incentivar ainda mais. Também, por meio da maior digitalização e da massificação dos REDs, as redes enfrentarão novas ameaças tecnológicas, como as invasões cibernéticas, cuja regulação ainda precisa evoluir rumo ao gerenciamento deste risco (MIT, 2016).

Por fim, com o entendimento dos desafios da operação dos REDs, da valoração e expansão por meio dos instrumentos regulatórios adequados, associado aos efeitos adversos sobre o equilíbrio econômico dos mercados elétricos, o próximo capítulo apresenta as propostas das soluções adotadas por países selecionados, de forma a melhor equacionar os desequilíbrios econômicos oriundos da expansão dos REDs, especialmente, o caso da MMGD associada ao SCEE.

CAPÍTULO II. A DINÂMICA DOS DESAFIOS DA MMGD: EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

A partir do capítulo 1, pode-se entender que a transição energética do setor elétrico está associada ao processo da mudança dos atuais paradigmas energéticos em direção a uma economia de baixo carbono. Para que essa transição ocorra, há uma nova dinâmica internacional no setor elétrico, que envolve a transição do contexto de geração centralizado, rumo a uma operação das redes elétricas mais descentralizadas a partir de fontes renováveis. Neste cenário, o consumidor assume papel ativo na participação da operação das redes elétricas, por meio da digitalização dos processos e da geração mais distribuída por REDs localmente.

Entre os REDs presentes no mercado, sabe-se da relevância da geração solar fotovoltaica no processo de descentralização dos sistemas elétricos, dada a sua vocação aos projetos de pequeno porte instalados em unidades residenciais e comerciais. E assim, os consumidores adotantes dos sistemas fotovoltaicos não apenas geram energia para autoconsumo, como também injetam eletricidade na rede nos momentos do dia em que sua geração é superior ao seu consumo.

Portanto, para que a difusão dos sistemas fotovoltaicos distribuídos seja sustentável, torna-se essencial examinar seus potenciais benefícios e os custos existentes das políticas de incentivo, bem como será a dinâmica alocativa das componentes de custos que será repassada aos variados agentes do mercado elétrico.

Em especial, o custeio dos programas de incentivo e da rede de distribuição consistem em questões críticas, sendo o tipo de mecanismo de valoração relevante no entendimento dos efeitos adversos ao setor elétrico. No caso dos sistemas feed-in tariff, a perda de mercado da distribuidora está restrita aos momentos em que a geração coincide com o consumo, a problemática dos custos da rede tende a não ser tão importante e a questão central são os dispêndios com os programas de incentivo. Em contrapartida, no SCEE por meio do *netmetering*, o custeio da rede de distribuição exige uma maior atenção em função da rede ser utilizada como uma espécie de bateria virtual e, consequentemente, a perda de mercado das distribuidoras é mais acentuada (CASTRO e DANTAS, 2017).

No caso do SCEE, a problemática advém do fato da redução do mercado não significar necessariamente em uma menor necessidade de uso da rede. As unidades consumidoras dotadas de sistemas fotovoltaicos continuam a ter necessidade de estarem conectadas à rede de distribuição. Além disso, o fato é que os consumidores poderão ser abastecidos pela rede de distribuição, em função da inexistência de aderência perfeita entre as curvas de carga da geração do sistema fotovoltaico e o padrão de uso da energia ao longo do dia (CASTRO e DANTAS, 2017).

Em síntese, é possível afirmar que as redes de distribuição permanecerão possuindo

valor sistêmico, principalmente em termos de garantia de confiabilidade do suprimento. Logo, considerando o caráter de serviço de utilidade pública da atividade de distribuição, a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras continua a ser uma das missões do ente regulador (TOLMASQUIM e MOROZOWSKI, 2019).

A partir da visão sistêmica internacional, historicamente observa-se que a estrutura de custos das distribuidoras apresentava expressiva participação de custos nas tarifas volumétricas ($/kWh). E assim, o reequilíbrio econômico-financeiro da distribuidora derivado da redução de mercado do SCEE ocorre por meio da elevação das tarifas aos demais usuários das redes elétricas. Essa dinâmica regulatória provoca distorções na alocação dos custos entre os diferentes usuários da rede, sendo especialmente nocivas as consequências para os consumidores com renda insuficiente para a adoção destas novas tecnologias (MIT, 2016).

De forma a compreender a pertinência na política de incentivo frente aos desafios regulatórios à maior difusão dos REDs, especialmente do SCEE, este capítulo trata das adaptações promovidas pelos países para lidar com os efeitos econômicos no setor elétrico mundial.

Dada as especificidades técnicas e regulatórias, o desafio da descentralização deve passar por revisões nos modelos regulatórios, de forma a reduzir as assimetrias de informação, mitigar custos de transação e evitar os subsidios cruzados, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro do setor elétrico.

Para isso, este capítulo selecionou países que inicialmente adotaram o *netmetering*, como foi o caso dos Estados Unidos, Bélgica, Itália e Austrália, e precisaram promover modificações regulatórias para acomodar a evolução tecnológica, sem prejuízos aos demais usuários do mercado, utilizando os princípios apontados no capítulo 1 deste trabalho. Assim, para cada país são destacadas as características técnicas, econômicas e regulatórias vigentes, no sentido de entender os efeitos adversos da região e a evolução das políticas adotadas, por meio dos instrumentos de mitigação destes impactos. Por fim, no último tópico deste capítulo é encontrada uma tabela comparativa que sintetiza as soluções apresentadas pelos países.

1 | ESTADOS UNIDOS

Antes da difusão da MMGD, alguns estados americanos adotavam a tarifação do tipo monômia para consumidores conectados à rede de baixa tensão, principalmente relacionados ao segmento residencial. Com a expansão da tecnologia, observa-se uma mudança de tarifa monômia para binômia[1]. E em outros casos, de forma não tão intensa, ocorreu a adoção de tarifas horo-sazonais[2] ou conhecidas na literatura internacional como

1 Segundo Pinto Jr. (2016), essas tarifas possuem um componente volumétrico que é proporcional à energia consumida, e um componente de demanda fixo que remunera a estrutura de operação da rede e é independente do consumo.
2 Segundo Pinto Jr. (2016), é a tarifação de eletricidade pelo valor cobrado, de acordo com o consumo de energia elé-

time-of-use. Essas mudanças foram adotadas pelos órgãos reguladores de alguns estados para que fosse possível acompanhar o crescimento da MMGD fotovoltaica (FV) vinculada ao mecanismo de compensação *netmetering* (CASTRO e DANTAS, 2017).

Em 2018, o estado de Massachusetts tornou obrigatória a adesão da tarifa binômia aos prossumidores que utilizam energia solar fotovoltaica conectada à rede da distribuidora local. Em 2019, os estados da Califórnia e Arizona adotaram como opção as tarifas horo-sazonais (CASTRO e DANTAS, 2017).

Alguns estados como Indiana, New Hampshire, Ohio, Louisiana, Arizona, Maine, Nova York e Utah adaptaram o *netmetering* tradicional aos novos prossumidores da rede local, negociando a energia injetada na rede pelo preço dos contratos da geração fotovoltaica centralizada das concessionárias (CASTRO e DANTAS, 2017).

Já para Nova York, o governo estabeleceu sinais tarifários para as melhores localizações da geração distribuída, considerando os aspectos ambientais e o atendimento de carga no horário de ponta (CASTRO e DANTAS, 2017).

No estado de Maine, o prazo de concessão do benefício foi estabelecido para 15 anos, onde o valor pago equivale ao mix de compra dos contratos da distribuidora. Já para novos prossumidores, haverá uma redução anual e gradual do valor pago pela energia injetada (CASTRO e DANTAS, 2017).

No estado de Utah, os novos prossumidores serão remunerados por uma tarifa, que é menor que a tarifa de faturamento dos clientes. Sendo a manutenção do *netmetering* tradicional aos prossumidores antigos mantida até 2035 (CASTRO e DANTAS, 2017).

Na avaliação de CASTRO e DANTAS (2017), a Califórnia foi o estado com maior difusão de MMGD FV dos Estados Unidos. A agência reguladora local decidiu manter o *netmetering* associado às tarifas horo-sazonais. Em 2017, com a expansão da MMGD FV, o governo promoveu alteração no período ponta, gerando tarifas mais elevadas no fim da tarde e início da noite, o que desincentiva a injeção de energia solar na rede por novos prossumidores.

De acordo com CASTRO e DANTAS (2017), o caso de Nevada é emblemático, pois a revisão do *netmetering* foi realizada de forma precipitada, o que culminou na redução drástica do mercado de energia solar fotovoltaica na região. Após a percepção do problema, o governo decidiu manter o *netmetering* para novos prossumidores com tarifas decrescentes para a eletricidade injetada na rede. O valor inicial estipulado de compensação foi de 95% da tarifa convencional, sendo reduzida em 7% para cada 80 MW de capacidade instalada adicionada à rede da distribuidora, até alcançar o limite mínimo de 75%.

Cabe destacar que após a alteração do *netmetering* tradicional para as derivações de cada estado, observa-se a tendência futura de constituição do novo grupo tarifário específico, tratando os prossumidores de forma distinta. Nos próximos tópicos foram descritos alguns exemplos nos estados americanos, indicando como cada governo local

trica e a potência requisitada em horários específicos ao longo do dia e em determinados períodos do ano.

evoluiu na política de adoção e soluções propostas para corrigir os efeitos econômicos adversos.

Califórnia

Após a crise energética da região nos anos 2000 e 2001, a Califórnia foi a pioneira na disseminação da MMGD FV com apoio de incentivos regulatórios e da política do *netmetering*. Por conta disso, em 2017 o estado contava com mais de 13,3 GW de capacidade fotovoltaica instalada, distribuídos em: 36% MMGD e 64% do tipo "*utility scale*[3]". E com a difusão do *netmetering*, os sistemas residenciais passaram a representar 97% dos projetos da modalidade e 63% da capacidade fotovoltaica total do estado. Apesar dos números favoráveis a expansão da MMGD FV e dos seus benefícios, ainda é constante o debate sobre os impactos financeiros da tecnologia e se os prossumidores estariam atuando como *freeriders*[4] da rede (CPUC, 2016).

De acordo com FRANZ (2016), por meio do sistema de compensação os prossumidores acabam por transferir a sua parcela de operação e manutenção da rede aos demais usuários. Na literatura internacional, essa cobrança adicional sobre os usuários que não possuem MMGD FV chama-se *cost-shift*. A empresa Pacific Gas & Electric (PG&E), maior fornecedor de energia elétrica da Califórnia, revelou que a partir de 2025 haverá um aumento de aproximadamente 25% na conta dos demais usuários, caso o regulador não modifique o atual programa de *netmetering* (FRANZ, 2016).

Sabendo disso, a *California Public Utilities Commission* (2021) homologou o *netmetering* 2.0 com objetivo de ajustar os parâmetros tarifários, mantendo a viabilidade dos projetos aos novos prossumidores e equilibrando os custos da rede aos usuários que não possuem a tecnologia. Cabe ressaltar que as regras não são retroativas, somente aplicadas para novos entrantes. Abaixo são destacados os três principais pontos tarifários da nova política:

a. Definição de tarifa única para conexão à rede pelos novos usuários, baseado no custo de interconexão de cada distribuidora e limitada entre US$ 75 e US$ 150;

b. Definição da tarifa de consumo da rede pelos prossumidores, independente da energia injetada, no valor máximo de 3 centavos por kWh. Essa tarifa irá financiar programas de eficiência energética e custear os consumidores de baixa renda.

c. Aplicação de tarifação do tipo horosazonal para os novos prossumidores, de forma a sinalizar o custo da rede ao longo do dia.

3 Para mais informações, disponível em https://www.greentechmedia.com/articles/read/what-does-utility- scale-solar--really-mean.
4 Os *freeriders* ou problema do carona são indivíduos que usufruem das externalidades positivas oriundas das ações de terceiros, ou seja, verifica-se a apropriação de benefício pelo qual não pagou [5].

Regulação	*Netmetering* 1.0	*Netmetering* 2.0
Créditos de energia	Taxa total de varejo	Taxa total de varejo
Encargos	Pago pela eletricidade retirada da rede durante um período de faturamento	Pago por toda a eletricidade usada durante um período de faturamento
Capacidade instalada	O sistema não deve ser maior do que as necessidades de eletricidade do cliente, e menos de 1.000 kW	O sistema não deve ser maior do que as necessidades de eletricidade do cliente, mas sem restrição de tamanho
Taxa de interconexão	Nenhuma	$75 para sistemas abaixo de 1.000 kW
Tarifa de eletricidade	Monômia	Horosazonal

Tabela 5. Evolução do sistema de *netmetering* na Califórnia.

Fonte: ABSOLAR, 2022.

Para a agência reguladora da Califórnia, o *netmetering* 2.0 é uma medida temporária. Com isso, o governo está trabalhando no desenvolvimento e atualização de novos conjuntos de diretrizes regulatórias, que permitam a atualização e modernização das tecnologias do futuro, bem como a disseminação de outros REDs, no qual será proposto o *netmetering* 3.0.

Como é destacado na tabela abaixo, espera-se do *netmetering* 3.0 a introdução de novos mecanismos para exportação da energia solar à rede, bem como a remuneração dos clientes por meio de tarifas solares.

Regulação	*Netmetering* 1.0	*Netmetering* 2.0	*Netmetering* 3.0
Mudanças Regulatórias	• Pagamento da tarifa de energia de varejo para a energia solar excedente	• Pagamento de Tarifa única de interconexão • Pagamento de cobranças não passíveis de desvio • Utilização da tarifa horosazonal	• Valoração de exportação da energia solar; • Tarifas exigidas para clientes solares; • Tarifas solares;

Tabela 6. Principais mudanças regulatórias no sistema *netmetering* da Califórnia.

Fonte: ABSOLAR, 2022.

Logo, pode-se dizer que já está em andamento uma discussão sobre a aprovação do *netmetering* 3.0 proposta pelas três concessionárias (Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison e Sempra Energy) do estado. Essa mudança no sistema alteraria significantemente a estrutura, as taxas e os encargos da conta de serviços públicos para os proprietários de residências que utilizam energia solar (LAYSHOCK, 2021).

Uma das soluções adotadas para contrabalançar a mudança do *netmetering* 2.0 para

o 3.0 tem sido o incentivo para que os clientes instalem o armazenamento com seu sistema solar doméstico. Na prática, os clientes que adicionarem um sistema de armazenamento de bateria poderão evitar algumas das taxas do sistema elétrico, associadas ao uso da energia da rede à noite, quando as tarifas horosazonais são maiores (LAYSHOCK, 2021).

Havaí

No caso do Havaí, o governo promoveu incentivos diferentes para a MMGD FV, como benefícios fiscais, crédito de financiamento e vantagens regulatórias na geração renovável. Em 2015, por conta desses fatores, a energia solar fotovoltaica representou, em média, 35% da geração local dentre as energias renováveis. Como destaque, foi a possibilidade de financiamento do projeto solar fotovoltaico pelos usuários, com apoio governamental bonificado, que são contratados com taxas reduzidas de até 0% para o setor residencial e menores para o segmento comercial. Na política fiscal, pode-se também obter crédito e isenção fiscal no imposto de renda quando relacionados aos projetos de MMGD FV (CASTRO e DANTAS, 2017).

Assim, ocorreu uma rápida evolução das renováveis e a disseminação da MMGD FV, mostrando a importância de considerar as limitações da rede, evitando os subsídios cruzados e a manutenção da transição para um sistema elétrico mais renovável. Isso só será possível por meio da avaliação contínua do mercado, da evolução tecnológica e dos sinais da regulação econômica que viabilizam a MMGD FV (CASTRO e DANTAS, 2017).

Assim como em outros estados, o *netmetering* adotado apresentou efeitos adversos significativos sobre a conta de eletricidade dos demais consumidores. De acordo com pesquisa realizada pela *Hawaiian Electric Company* (MAUI BUSINESS, 2015), o *cost-shift* entre prossumidores e demais consumidores totalizou US$ 38 milhões em 2013 e US$ 53 milhões em 2014. De forma semelhante ao estado da Califórnia, para mitigar este problema, o órgão regulador local estabeleceu uma tarifa de conexão para todos os prossumidores entre US$ 50 e 60 pelos custos da rede, além de uma quota mínima mensal para os prossumidores com MMGD FV de US$ 25 (TRABISH, 2016).

Em 2015, o *netmetering* foi substituído pela tarifa *feed-in*. Neste caso, o prossumidor poderá adotar o programa de fornecimento pela rede e uma outra opção pelo autoconsumo. De forma a valorizar e incentivar o uso da energia solar fotovoltaica, considerando também o uso das tarifas do tipo horosazonal, cujo valor varia ao longo do dia (MAUI BUSINESS, 2015).

Programas	Descrição	Benefícios	Custos
New Energy Metering (NEM)	O NEM se encontra fechado para novos clientes. Anteriormente, o programa NEM estava disponível para clientes permanentes que possuíam os sistemas ou que arrendavam de terceiros.		
Net Energy Metering Plus (NEM Plus)	O NEM PLUS permite que os clientes instalem novos painéis, armazenamento de bateria ou uma combinação de ambos. A saída do sistema NEM PLUS é usada exclusivamente no local e não é permitida a exportação para a rede.	Este programa beneficia os clientes NEM cuja demanda de energia excede rotineiramente a oferta fornecida por seus telhados solares ou outro sistema de recursos de energia distribuída renovável (DER). Também beneficia os clientes NEM que estão considerando renovações ou compras que aumentariam seu uso de eletricidade, como um veículo elétrico (ou dois).	Crédito: Não Aplicável Tamanho do sistema elegível: até 100kW Conta residencial mínima: $25 + taxas
Customer Gridsupply (CGS)	O CGS permite que os clientes instalem energia solar privada no telhado ou outras renováveis que exportam energia para a rede elétrica ao longo do dia.	A taxa de crédito é definida para cada região da ilha, por meio da diferença entre o total de quilowatts-hora (kWh) recebidos pela concessionária, até o total de kWh entregue pela concessionária ao cliente naquele mês.	Conta residencial mínima: $25 + taxas Conta comercial mínima: $50 + taxas
Customer Gridsupply Plus (CGS Plus)	O CGS Plus permite que os clientes solares de telhado reduzam sua conta de energia elétrica mensal, fornecendo crédito pela energia elétrica recebida pela concessionária do sistema de energia renovável do cliente.	O crédito para cada cobrança do período é dado para o total de quilowatts-hora (kWh) recebidos pela concessionária até o total de kWh entregue pela concessionária naquele mês.	Conta residencial mínima: $25 + taxas Conta comercial mínima: $50 + taxas

Customer Selfsupply (CSS)	O CSS permite que os clientes instalem apenas sistemas solares privados no telhado que não exportam energia para a rede elétrica. Esses sistemas podem incorporar o uso de dispositivos de armazenamento de energia, como baterias. Toda a energia produzida pelo cliente deve ser usada à medida que é produzida ou armazenada para uso posterior.	Como os sistemas CSS não enviam energia para a rede, eles são elegíveis para revisão e aprovação rápidas, mesmo em áreas com limitações de tensão existentes. Os créditos não estão disponíveis para sistemas CSS e aplicam- se os requisitos mínimos de faturamento. Aprovação de aplicações em áreas com altos níveis de PV.	Os clientes não são compensados pela eletricidade exportada para a rede.
Smart Export	O Smart Export permite que os clientes instalem um sistema solar privado no telhado ou outro sistema renovável e um sistema de armazenamento de energia por bateria. Espera-se que os clientes carreguem o sistema de armazenamento de bateria do telhado solar ou outro sistema renovável durante o dia (9h às 16h) e usem essa energia para alimentar sua casa à noite.	Os clientes podem receber um crédito por qualquer energia exportada para a rede durante o início da noite, durante a noite e nas primeiras horas da manhã. A energia exportada para a rede durante o dia não é compensada. Sob o *Smart Export*, os clientes recebem um crédito mensal na fatura pela energia entregue à rede, o que ajuda a compensar o custo da energia retirada da rede quando o sistema do cliente não está produzindo energia suficiente para atender à demanda doméstica.	Conta residencial mínima: $25 + taxas Conta comercial mínima: $50 + taxas

Tabela 7. Principais mudanças regulatórias no sistema *netmetering* do Havaí.

Fonte: ABSOLAR, 2022.

Os instrumentos regulatórios de geração renovável já passaram por três diferentes fases. A primeira iniciou com o mecanismo de *netmetering* tradicional, que em seguida evoluiu para uma tarifação do tipo *feed-in* que já foi descontinuada. Por fim, estabeleceu-se dois novos mecanismos, no qual os prossumidores podem aderir a dois tipos de modalidades: o programa de autoconsumo ou programa de fornecimento à rede, sujeito a limite de quotas em termos de capacidade instalada (MW) (HSEA, 2022).

No caso específico de Oahu, o *Hawaiian Electric* pagará um incentivo em dinheiro para os clientes adicionarem o armazenamento de energia, que deverá ser uma bateria associada a um sistema fotovoltaico existente ou novo, apenas em telhados. Esse

incentivo é uma das principais apostas do estado em conseguir atingir a meta de 100% de energia limpa até 2045, e contribuirá para a transição que o estado vem passando devido à desativação de uma usina a carvão prevista para setembro de 2022 (HAWAIIAN ELECTRIC, 2022).

Pode-se dizer que o Havaí adotou medidas e programas com foco em características regionais (modelo tarifário) que têm sido vistos como um modelo para outros estados americanos. E assim, as soluções buscadas para o setor elétrico e de inserção da energia solar têm sido planejadas para períodos de rápida inserção e de permanência para longo-prazo, mas sem ter impactos negativos na rede. Contudo, devido às questões geográficas, o Havaí quer reduzir ou limitar o valor de energia solar realimentada à rede (HSEA, 2022; HAWAIIAN ELECTRIC, 2022).

Nevada

Em 2013, a *Public Utilities Commission* formou uma comissão para acompanhar os custos e benefícios do *netmetering* no estado. O estudo identificou que houve um aumento no número de prossumidores de 150% até 2016. Com isso, verificou-se que a geração de MMGD FV associada ao *netmetering* aumentaria os custos totais da rede elétrica. Com o mercado solar fotovoltaico desenvolvido e necessitando de menos apoio dos programas e políticas públicas, o órgão regulador estabeleceu a revisão do *netmetering.* Em 2015, com o intuito de permitir maior flexibilidade nas revisões tarifárias, criou-se uma classe tarifária de consumo específica aos prossumidores, tornando a modalidade menos atrativa para novos usuários (PRICE, 2016).

De acordo com PRICE (2016), sobre o comportamento do regulador, destacam- se três principais mudanças:

i. A criação de uma tarifa reduzida para injeção da energia excedente na rede elétrica;

ii. O aumento da componente tarifária de custo fixo da rede de distribuição aos prossumidores;

iii. A introdução do sistema tarifário do tipo horosazonal para a energia excedente injetada na rede;

Para HARTMAN (2016), essas mudanças representam a necessidade de minimizar o efeito da problemática do *cost-shifting*. As novas tarifas aplicadas aos prossumidores foi gradualmente implementada até 2028, não cabendo retroatividade na decisão e somente sendo aplicada aos novos usuários da rede. Na tarifa horosazonal, os créditos são contabilizados de acordo com a variação no preço da energia solar fotovoltaica em determinados horários e períodos do dia e ano.

Em 2015, com a revisão do *netmetering* ocorreu a desaceleração na curva de adoção da microgeração fotovoltaica em Nevada. Em 2017, o órgão regulador revogou todas as decisões sobre as mudanças do *netmetering.* De forma a mitigar o impacto na

rede, os prossumidores com sistemas de MMGD FV entre 25 kW e 1 MW passaram a arcar com os custos necessários à ligação dos sistemas na rede (PYPER, 2017).

De acordo com Pyper (2017), entre as medidas do governo para retomada do *netmetering* destaca-se a exclusão da tarifa especial para os prossumidores, de forma que todos os consumidores participem da mesma classe tarifária. Nesse sentido, determinou-se uma compensação dos créditos injetados na rede elétrica na proporção de 95% da tarifa final de eletricidade. E para minimizar futuros problemas de *cost-shift*, foi criado um mecanismo de redução gradual do percentual de compensação, onde a cada acréscimo de 80 MW à capacidade fotovoltaica instalada no setor residencial, se teria a redução de 7% até alcançar o valor mínimo de 75% da tarifa.

Nova Iorque

No estado de Nova Iorque, foi desenvolvido o programa *NY-Sun* de forma a estimular a difusão da MMGD FV. O programa tem como base três princípios econômicos: o financiamento bonificado para o segmento residencial e pequeno comércio; o incentivo tarifário à adoção de tecnologia fotovoltaica para o setor residencial até 25 kW e não residencial até 200 kW; e o incentivo financeiro à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda (STATE OF NEW YORK, 2016).

Além do programa governamental, o órgão regulador estabeleceu a política de *netmetering,* que fomenta a injeção de energia excedente do prossumidor na rede da distribuidora, valorada pela tarifa final aos usuários. Para aderir ao programa NY-Sun, o prossumidor precisa estar cadastrado no *netmetering* local. O governo de NY também incentiva o crédito fiscal como mecanismo atuante na redução da carga tributária dos prossumidores fotovoltaicos. No mesmo sentido, esse mecanismo só pode ser utilizado pelos usuários que optaram pelo *netmetering* da distribuidora (STATE OF NEW YORK, 2016).

A partir da verificação dos instrumentos criados pelo estado de Nova York, pode-se perceber a cumulatividade e benefício dos programas para expansão da MMGD FV. Entretanto, a obrigatoriedade na adesão de dois programas governamentais pode criar ambiente regulatório mais burocrático e com excessivos custos dessa política, onerando os demais usuários. Desde 2011, com todos os programas e incentivos fiscais, a geração fotovoltaica expandiu mais de 1.500%, alcançando mais de 100 GWh em 2015. Esse número indicou que a capacidade instalada de MMGD FV acelerou, principalmente com destaque ao setor residencial. Além dos incentivos concedidos pelo governo, essa expansão também é justificada pela redução em 46% nos custos de instalação da tecnologia desde 2008 (NY SOLAR MAP, 2016).

Apesar do sucesso na expansão dessa tecnologia em Nova Iorque, o órgão regulador *New York State Department of Public Service* (NYPSC) por meio do estudo denominado *Reforming Energy Vision* avaliou os efeitos associados à geração distribuída fotovoltaica

no estado. O regulador apresentou preocupação na meta governamental e ambiciosa de alcançar mais de 5.000 MW de capacidade instalada até 2025, o que poderá resultar na redução de US$ 811 milhões em investimentos na área de concessão (DSIRE, 2019).

A partir dessas informações, o regulador estadual estabeleceu um conjunto de novas medidas (DSIRE, 2019):

a. **Modelo de Negócio:** que permita a distribuidora auferir receitas por meio da prestação de serviços à geração distribuída;

b. **Mecanismo de Ajuste de Receitas:** criação de uma plataforma Inteligente para orientar o mecanismo de ajuste de receitas, no qual considera as variações de carga na ponta, eficiência energética, adesão dos consumidores, acessibilidade e interconexão na rede elétrica;

c. **Valoração MMGD FV:** manutenção do sistema de *netmetering* apenas para os sistemas de pequena dimensão, dessa forma torna-se necessária a criação de modelo para determinar o valor da geração distribuída fotovoltaica para o sistema elétrico aos demais prossumidores.

Por outro lado, também se verifica medidas já existentes e que necessitam de aperfeiçoamento regulatório para adequar a realidade de expansão da MMGD FV no estado de Nova Iorque (CHAIR, 2016):

i. **Modicidade Tarifária:** mudança no mecanismo de compartilhamento de ganhos e eficiência do resultado com o cliente, de forma que incorpore os custos e benefícios da MMGD.

ii. **Período regulatório:** mudar o período de revisão tarifária de 3 para 5 anos, de forma a amortizar os investimentos da distribuidora com prazo maior.

iii. estrutura Tarifária: de forma a fornecer o correto sinal econômico, realizar uma nova estrutura tarifária, considerando os novos clientes prossumidores da rede de distribuição.

2 I EUROPA

Enquanto os EUA intensificaram o uso do *netmetering* e suas adaptações regulatórias para realizar a expansão do mercado fotovoltaico, a Europa foi pioneira no uso de tarifas do tipo *feed-in* para fomentar a difusão de geração distribuída com fontes renováveis de energia.

No âmbito dessa política, destaca-se a Alemanha que nas duas últimas décadas difundiu a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis. Inicialmente, os valores definidos dessas tarifas eram superiores às tarifas convencionais, e logo motivaram a forte demanda pelo investimento nesta modalidade de geração. A tarifa *feed-in* alemã também ocasionou ônus tarifário aos demais consumidores e ao governo, o que obrigou o órgão regulador alemão a reduzir os valores para novos prossumidores na rede elétrica. O

benefício da tarifa feed-in em relação à tarifa convencional residencial reduziu em 60% na Alemanha (CASTRO e DANTAS, 2017).

Em 2017, foi observado o mesmo cenário na França, no qual as tarifas feed-in reduziram 58%. O objetivo foi estimular o aumento da autoprodução local, em detrimento da exportação de créditos na rede da distribuidora, bem como fomentar o futuro mercado de armazenamento em baterias (CASTRO e DANTAS, 2017).

Sabendo dos problemas enfrentados pelos países pioneiros na difusão da MMGD FV, nos últimos anos, alguns países europeus estão utilizando cada vez mais instrumentos licitatórios, como leilões ou chamadas públicas competitivas, para que o mercado conheça as quantidades estabelecidas a serem adquiridas e o preços-teto pré-especificado (CASTRO e DANTAS, 2017).

Apesar da tarifa *feed-in* ter sido destaque ao caso europeu, alguns países também utilizaram o mecanismo de *netmetering* como política de incentivo. E nos tópicos abaixo, destaca-se a evolução desse mecanismo de compensação nos casos da Bélgica e da Itália.

Bélgica

Com o intuito de diversificar as fontes energéticas do país e aumentar a participação das energias renováveis, a Bélgica promoveu uma política de expansão por meio de cotas de certificados verdes, a partir da eletricidade fornecida aos consumidores finais. Junto a esse sistema, também foi utilizado o sistema de *netmetering* para os sistemas de pequeno porte com compensação anual dos prossumidores (ANCIAUX, 2019).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (ANCIAUX, 2019), o setor residencial representou 60% da capacidade instalada fotovoltaica do país, com mais de 373 mil conexões. Enquanto isso, os setores industrial e comercial representaram individualmente, 20% da capacidade instalada fotovoltaica do país. Também é importante destacar que as regras de aplicação dos incentivos podem variar entre regiões dentro do país, como descrito a seguir (ANCIAUX, 2019).

Na região de Flanders, destaca-se a política de emissão dos certificados verdes e o incentivo pelo *netmetering.* Nos sistemas maiores que 10 kW, não era permitido participar do *netmetering,* ficando apenas disponível a possibilidade de autoconsumo pela unidade usuária e emissão de cotas de certificados verdes no mercado. Somente os sistemas com capacidade instalada de até 10 kW tinham acesso ao *netmetering*. E caso ocorresse excedentes da energia injetada na rede, em relação à quantidade consumida no período, o prossumidor não receberia nenhum crédito adicional (ANCIAUX, 2019).

Com intuito de reduzir os efeitos da MMGD FV na rede, foi criada uma taxa de pagamento fixa para os prossumidores, com capacidade inferior a 10 kW e enquadrados no *netmetering.* O objetivo dessa tarifa fixa foi evitar o efeito *cost-shift* aos demais usuários, variando de acordo com a potência do inversor instalado e com a estrutura da distribuidora local. Contudo, a medida de pagamento da taxa fixa é retroativa para os prossumidores que

já possuíam geração fotovoltaica conectada à rede (SIAPARTNERS, 2016).

Em 2014, na região de Valónia, foi desenvolvido o mecanismo de incentivo Qualiwatt. Trata-se de um subsídio para pequenos projetos fotovoltaicos residenciais (até 10 kW), tendo o retorno remunerado ao longo dos cinco primeiros anos. Em associação também utilizaram o *netmetering*, sendo disponível para sistemas com capacidade instalada de até 10 kW, no qual é aceito todas as tecnologias de geração renovável. Um ponto importante a ser destacado é que o regulador regional revisa semestralmente a remuneração dos projetos, de forma a garantir um payback de 8 anos e taxa de retorno de 5% ao longo da vida útil do sistema (SIAPARTNERS, 2016).

Em 2018, a agência reguladora orientou que o sistema de *netmetering* tradicional seja encerrado no país, dando espaço para uma nova forma de valoração da energia pelo preço dos contratos das usinas fotovoltaicas de grande porte. De forma a manter o interesse dos prossumidores, com isso aumentou-se em 25% a precificação das cotas de certificados renováveis (SIAPARTNERS, 2016).

Na região de Bruxelas, o mecanismo de incentivo adotado baseou-se no sistema de certificados verdes. O número de cotas e certificados variavam de acordo com a capacidade instalada. Os prosumidores com projetos fotovoltaicos até 5 kW foram direcionados a aderir o *netmetering.* Além disso, garantiu-se aos investidores de MMGD FV o payback de 7 anos, de acordo com os seguintes critérios estabelecidos pelo regulador local (SIAPARTNERS, 2016):

i. Capacidade Instalada até 5 kWp: 1,65 certificados por MWh;

ii. Capacidade Instalada maior 5 kWp: 1,32 certificados por MWh;

iii. Projetos do tipo *building-integrated*: 1,32 certificados por MWh;

Ainda de acordo com (SIAPARTNERS, 2016), os custos de instalação dos medidores foram arcados pelo próprio usuário sendo vedado o acúmulo de créditos pelo excedente da energia injetada na rede elétrica.

Itália

Na Itália, 90% dos projetos fotovoltaicos são de pequeno porte, com capacidade instalada de até 20 kW e, em média, representam 18% da capacidade instalada do país. A Itália também aderiu a tarifa *feed-in* com duração prevista de 20 anos. Para os projetos a partir de 2006, foi previsto uma redução anual de 2% baseado no declínio do preço da tecnologia (IEA, 2016).

Além da tarifa *feed-in*, para os prossumidores com energia fotovoltaica de até 20 kW foi permitido adesão ao programa *netmetering.* O sistema de compensação italiano permite injetar o excedente na rede e gerar créditos a serem consumidos posteriormente. Para os sistemas superiores a 20 kW se tem a possibilidade de vender a energia para o mercado livre e com o preço estabelecido pelo órgão regulador (IEA, 2016).

Além do *netmetering* tradicional, o governo italiano também fomentou uma política fiscal que reduziu em 36% do custo total do projeto fotovoltaico. Essa medida iniciou em 2008, com redução de 50% sobre o valor do imposto de renda para pessoa física e em 2013 esse valor foi revisado e passou para os atuais 36% (IEA, 2016).

De acordo com DI DIO (2015), verificou-se falhas nas fases iniciais de expansão da MMGD FV na Itália, como exemplo: poucas exigências no processo de inscrição e qualificação dos projetos; tarifas do tipo *feed-in* elevadas; e operadores sem qualificação comprovada. Além disso, os projetos iniciais tinham condições excepcionais de rendimento, com payback de 3-4 anos e TIR entre 30% até 35% ao ano.

Em 2008, o governo italiano aumentou o limite de acesso aos projetos fotovoltaicos com *netmetering* de 20 kW para até 200 kW. A compensação dos créditos deixou de estar relacionada à energia física e passou para um modelo econômico, no qual poderia ser utilizado em até três anos ou remunerado anualmente na forma de compensação financeira. Associado a isso, o órgão regulador alterou a forma de precificar a tarifa *Feed-In* criando classes tarifárias de acordo com o arranjo tecnológico e de negócio da MMGD FV definida em: In-Building PV plants (IBPV), Innovative-Bulding- Integrated PV Plants (IBIPV), Concentrated PV plants (CPV) e Other PV plants (OPV) (DI DIO, 2015).

Em 2011, sabendo da redução do preço da tecnologia, o governo italiano promoveu novas reduções nos valores das tarifas f*eed-in.* Além disso, determinou que quando o país alcançasse o valor de 6,7 bilhões de euros por ano, esse mecanismo seria encerrado. Já no ano de 2013, esse valor foi alcançado e encerrado o programa de tarifa *feed-in* e o *netmetering* permaneceu como única forma de incentivo na Itália (DI DIO, 2015).

Apesar do *netmetering* continuar correspondendo à maior capacidade instalada, os sistemas superiores a 200 kWp não reembolsam a parcela da tarifa referente aos encargos da rede elétrica. Desta forma observou-se um desequilíbrio econômico e financeiro sobre a receita projetada e requerida para a operação da concessão. Por conta disso, uma nova proposta regulatória referente a redução de receita foi repassada para os demais usuários por meio de aumentos tarifários (ENEL, 2016).

Esta medida foi tomada para evitar que as distribuidoras repassassem esse aumento tributário aos consumidores que não possuem projetos fotovoltaicos. Para isso o regulador estabeleceu tarifas específicas aos prossumidores de acordo com sua potência instalada. A taxa se tornou anual e os sistemas de microgeração foram isentos do pagamento. Os consumidores com MMGD FV de potência superior a 20 kW (baixa tensão) pagariam aproximadamente € 36 anuais e os projetos maiores que 200 kW (média tensão) contribuem com € 237 anuais (ENEL, 2016).

3 I AUSTRÁLIA

Segundo REN21 (2021), a Austrália é o país com maior potencial técnico de geração

solar, pois apresenta o maior nível de irradiação mundial. Em 2016, estudos demonstraram que 16% do mercado residencial australiano possuía acesso à energia fotovoltaica (LOYNES, 2014).

Em 2008, o órgão regulador, *Council of Australian Governments* (COAG), estabeleceu regras para o sistema de tarifas *Feed-In* por meio do documento *National Principles for Feed-in Tariff Scheme*s. Com estas normas, o governo determinou que todo prossumidor possuia o direito assegurado de conexão dos projetos fotovoltaicos com a rede da distribuidora, bem como a exportação do excedente e remuneração pelo crédito de eletricidade gerado no período. Associado a isso, em 2009, o governo criou a *Renewable Energy Target* (RET) uma política de incentivo que baseiado na emissão de certificados verdes sobre a geração renovável dos sistemas australianos, de forma a alcançar 20% da matriz energética (LOYNES, 2014).

Na maioria dos estados australianos, os projetos de MMGD FV com tarifas *feed-in* apresentam potência entre 5 e 10 kW. Contudo, algumas regiões permitem projetos até 100 kW com duração de até 20 anos. Sobre a fidelidade do usuário, os contratos continuam válidos apenas para a unidade geradora que solicitou a instalação inicial e não poderá solicitar mudança de distribuidora (LOYNES, 2014).

De forma a contabilizar toda energia que será paga pelo programa de tarifas *feed-in*, a Austrália possui duas formas de valoração da energia, o *grossmetering* e o *netmetering*. No *grossmetering* o prossumidor possui dois medidores, no qual um é utilizado para verificação do total de geração do sistema para rede elétrica e remunerado pela tarifa *feed-in*. Enquanto no segundo caso, verifica-se o consumo total da distribuidora e remunera o prossumidor pela tarifa destinada ao usuário final. Na opção do *netmetering*, o prossumidor injeta apenas o excedente na rede e assim, a tarifa *feed-in* incide somente sobre o volume compensado na rede da distribuidora (MELBOURNE, 2016).

Nos países europeus, os programas de tarifas *feed-in* estão sofrendo alteração com a redução do percentual de valoração da energia injetada na rede ou encerrando esse tipo de tarifação. Sabendo disso, o governo australiano determinou que, a partir de 2014, o pagamento de tarifas *feed-in* diferenciadas fossem encerradas. Porém, com o fim do programa, cada estado australiano obteve autonomia para realizar o planejamento da expansão e valoração dos REDs, mediante a sua realidade econômica (MELBOURNE, 2016).

No estado de Victoria, os investimentos em MMGD FV contribuíram para o aumento nos preços da energia elétrica nos últimos anos. Por conta disso, foi proposto a introdução de tarifas horosazonais, juntamente do aumento da componente fixa de remuneração da operação de distribuição, de forma a sinalizar aos prossumidores o adequado custo da rede elétrica (AER, 2016).

De acordo com o *Australian Energy Regulator* (2016) o processo foi semelhante em Queensland. Nos anos de 2006-2014, verificou-se o aumento do padrão de consumo do

ar-condicionado, juntamente da expansão da MMGD FV, gerando um aumento significativo sobre a curva de carga no horário de pico (+2,1%) e desaceleração de demanda no setor residencial (+0,1%). Assim, podendo prever uma tendência de diminuição do fator de utilização da rede.

Em Queensland, a modernização da tarifa binômia para os consumidore se tornou o grande desafio. Os componentes volumétricos representavam 80% da despesa com energia elétrica, o que não sinaliza corretamente a operação de um sistema com a disseminação de MMGD FV e redução do consumo de energia elétrica. Dessa forma, os consecutivos aumentos tarifários pelo efeito de *cost-shif* influenciaram a adoção ainda maior da geração fotovoltaica, o que contribuiu para que o estado entrasse no processo de espiral da morte. Somente no período de 2009- 2015, a tarifa de distribuição aumentou 112,4% (SIMSHAUSER e WHISH- WILSON, 2017).

Nesse sentido, Simshauser e Whish-Wilson (2017) pesquisaram o comportamento de determinados grupos de consumidores no efeito *cost-shif*, podendo destacar quatro tipos de prossumidores:

1. Consumidores sem sistema fotovoltaico e ar-condicionado;
2. Consumidores sem sistema fotovoltaico e com ar-condicionado;
3. Consumidores com sistema fotovoltaico e sem ar-condicionado;
4. Consumidores com sistema fotovoltaico e ar-condicionado.

De acordo com Simshauser e Whish-Wilson (2017), pode-se dizer que no item 1 estão os consumidores com menor faixa de renda e no item 4 os com maior faixa de renda. Por meio desta análise, verificou-se as distorções entre os diversos consumidores e concluiu-se que o perfil de mais baixa renda paga 40% a mais na tarifa, na comparação com os usuários que estão no item 3 (com painel fotovoltaico e sem ar-condicionado).

No caso australiano, além do problema de *cost-shift* sobre a operação da rede, que ocorre também em outros países, ficou evidente o efeito da tecnologia sobre os usuários baixa renda, na qual os consumidores com maior pico de demanda de ar- condicionado e MMGD FV pressionam as tarifas dos usuários com renda mais baixa.

4 I PRINCIPAIS SOLUÇÕES INTERNACIONAIS

A partir das experiências internacionais, observa-se a plausibilidade de políticas de incentivo à difusão de sistemas de geração fotovoltaica distribuída, especialmente em um contexto de descarbonização e que muitos países precisam cumprir metas de participação de fontes renováveis viáveis em suas matrizes elétricas.

Embora seja reconhecida a importância de instrumentos tradicionais governamentais para incentivar a tecnologia, como exemplo os incentivos fiscais, os créditos tributários, as condições de financiamento mais atrativas e outros, deve-se enfatizar que o

estabelecimento de mecanismos de compensação e valoração da energia, gerada nas unidades consumidoras, é condição básica para viabilizar a difusão de sistemas fotovoltaicos distribuídos no cenário internacional (MIT, 2016).

Neste capítulo, observou-se que tais políticas estão resultando em consideráveis níveis de difusão da microgeração fotovoltaica em determinadas regiões. Como exemplo, a geração distribuída fotovoltaica na Itália já corresponde a 6% do consumo total de energia elétrica. Ainda mais expressivo é o caso do Havaí nos Estados Unidos, onde a geração fotovoltaica distribuída já equivale, em média, a 8% da carga de energia elétrica do estado (CASTRO e DANTAS, 2017).

Contudo, também foi possível entender que existem custos inerentes a estes mecanismos de difusão, principalmente do *netmetering*. Tais custos vão desde aqueles diretamente relacionados à difusão da geração fotovoltaica distribuída, como os custos relativos aos programas de incentivo, os custos de conexão, os custos com adaptação da rede, as despesas com medição e até potenciais custos indiretos inerentes à difusão de qualquer fonte não controlável de energia, como exemplo, as despesas necessárias para dotar o sistema elétrico com maior flexibilidade e as usinas de *backup* para as fontes intermitentes (CASTRO e DANTAS, 2017).

Nesse sentido, o capítulo I deste trabalho propôs na seção 1.3 uma seleção de recomendações de instrumentos econômicos e regulatórios, que deveriam ser utilizados pelos países que buscam disseminar tecnologias mais distribuídas nas redes elétricas.

Sabendo disso, a partir das soluções propostas pelas experiências internacionais neste capítulo, estabeleceu-se uma correlação entre as medidas propostas no Capítulo I e se ocorreu a devida adesão dos países selecionados, como é evidenciado na tabela 8 abaixo.

Como resultado encontrado dessa correlação, entre 13 recomendações de instrumentos econômicos e regulatórios para expansão dos REDs, os países selecionados introduziram, em média, 11 deles na regulação local. E assim, conseguiram reverter os efeitos adversos da tecnologia para os demais usuários da rede.

Especialmente, destaca-se que todos os países adotaram alguma nova modalidade tarifária, seja binômia, horosazonal ou até mesmo as duas opções. E de forma unânime, todos iniciaram processos de revisão de encargos e subsídios, em alguns casos, por meio de cobrança de componente fixa na tarifa para remunerar o uso da rede.

E dessa forma, a regulação dessas regiões considera a componente custo reflexibilidade tarifária, sinalizando corretamente aos consumidores os custos e benefícios da MMGD fotovoltaica.

Instrumentos Econômicos e Regulatórios	Países e Regiões							
	Estados Unidos				Europa		Oceania	América do Sul
	Califórnia	Havaí	Nevada	Nova York	Bélgica	Itália	Austrália	Brasil
Custo Reflexibilidade	x	x	x	x	x	x	x	
Eficiência Locacional	x	x	x	x				
Novas Metodologias Tarifárias	x	x	x	x	x	x	x	
Binômia	x	x	x	x	x	x	x	
Horosazonal	x	x	x	x			x	
Novas Classes Tarifárias	x		x	x		x	x	
Reestruturar Encargos e Subsídios	x	x	x	x	x	x	x	
Discriminação de Preços	x	x	x	x	x	x	x	
Modernização da Medição	x	x	x	x	x	x	x	
Remuneração Serviços Ancilares	x	x	x	x	x	x		
Incentivos por Eficiência de Custos	x	x	x	x	x	x	x	
Contratos e Serviços Regulatórios	x	x	x	x	x	x	x	x
Remuneração Não Discriminatória dos Ativos				x				
Incentivos por Metas Regulatórias Comerciais	x	x	x	x	x	x	x	
Incentivos à Inovação	x	x		x		x		x
Total: 13	**12**	**11**	**11**	**13**	**10**	**11**	**10**	**2**

Tabela 8. Análise comparativa das principais soluções das experiências internacionais.

Fonte: elaboração própria.

Preliminarmente, de forma a introduzir o caso brasileiro na análise da tabela 8, foi inserida uma coluna com as características da regulação do país. E dessa forma, evidencia-se que ainda há avaliações a serem realizadas, especialmente, sobre quais instrumentos

econômicos deveriam ser introduzidos no Brasil, no sentido de mitigar os efeitos adversos da tecnologia.

Atualmente, o Brasil conta com apenas 2 instrumentos econômicos, mesmo que incipientes, sobre a expansão da MMGD no segmento baixa tensão. Para entender melhor a evolução regulatória nacional, o próximo capítulo irá analisar o avanço da MMGD no país, o debate entre diversos agentes e a dinâmica tarifária no setor elétrico brasileiro.

CAPÍTULO III. A MMGD NO BRASIL

Influenciado pela evolução tecnológica no contexto mundial, desde 2012 o Brasil adotou o mecanismo de incentivo *netmetering* (SCEE), o que permitiu o consumidor realizar a autoprodução com fontes renováveis ou cogeração qualificada com gás natural, por meio da compensação integral da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) nas contas de energia elétrica (ANEEL, 2012).

A TUSD é determinada nos processos tarifários das distribuidoras pela ANEEL e corresponde ao valor em R$/MWh cobrado pelo uso do sistema de distribuição. Esta tarifa volumétrica inclui todas as despesas de operação do setor, desde a geração, a transmissão e a distribuição ao consumidor final, sendo segmentada pelos componentes: parte A, parte B, perdas e encargos, que está detalhada no capítulo IV.

Por um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o *netmetering*, associado ao atual modelo regulatório de *price-cap*, transfere os custos da rede para outros usuários que não possuem MMGD. Por outro lado, o mercado fotovoltaico e os usuários interessados nesse modelo de geração descentralizada destacam os benefícios, como a geração de empregos, a redução de perdas técnicas e a mitigação de emissões. Além disso, alegam que o atual sistema de compensação deve permanecer até atingir a maturidade necessária do mercado (MIT, 2016).

Do ponto de vista econômico, com cada vez mais REDs no planejamento energético, já estão sendo observadas mudanças nos modelos de negócios das distribuidoras reguladas ao redor do mundo, por meio de mudanças nos fluxos de receitas, estrutura de custos, mudanças no perfil dos clientes e nas tarifas (MIT, 2016).

Como apresentado no capítulo II, a disseminação da geração fotovoltaica mundial transformou as tarifas monomiais em binomiais e, ainda em alguns casos, também foram adotadas tarifas horosazonais. E nesse sentido, ressalta-se a alteração do *netmetering* (SCEE) tradicional, no qual a tarifa é compensada integralmente, evoluindo para adaptações que passam a cobrar custos fixos da operação das redes elétricas, de forma a criar um grupo tarifário específico ao caso dos prossumidores.

Paralelamente, inúmeros estudos apontam para uma crescente demanda por MMGD nas distribuidoras brasileiras. Nesse sentido, esse movimento foi verificado no mercado brasileiro durante o período do COVID-19. Apesar dos efeitos adversos dessa pandemia na economia mundial, a capacidade instalada de MMGD aumentou para 4.960,6 e 7.371,9 MW nos anos de 2020 e 2021, respectivamente. Esses dados representam uma expansão significativa de 49% (ANEEL, 2021).

Logo, essas mudanças exigirão ajustes nos mercados de energia elétrica do Brasil, visando maior eficiência econômica e bem-estar dos usuários. Os órgãos reguladores precisam entender a realidade de cada localidade à luz dessas novas tecnologias e, consequentemente, desenhar estratégias para adequar modelos de negócios, políticas

públicas e instrumentos regulatórios para promover soluções rumo ao novo equilíbrio nesse mercado em transformação.

A introdução do prossumidor, a redução dos custos de armazenamento e a possibilidade futura de desconexão da rede podem ameaçar a sustentabilidade das distribuidoras no longo prazo. Sabendo disso, após debates no setor elétrico brasileiro, em janeiro de 2022 foi aprovado o novo marco legal da MMGD pela Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), que está apresentado no item 3.1 deste capítulo.

Assim, a partir das informações apresentadas no Capítulo I sobre as boas práticas na valoração e difusão dos REDs, associados a adequada escolha dos instrumentos econômicos e regulatórios, juntamente do Capítulo II que permitiu avaliar a evolução da MMGD em países que também adotaram o *netmetering*, pode-se introduzir com maior clareza o caso brasileiro.

Como primeiro passo na avaliação do mercado brasileiro, este capítulo apresenta a evolução regulatória, de forma a compreender os efeitos das novas tecnologias e as barreiras que ainda precisam ser removidas. E por fim, também é apontado o debate sobre a regulação entre diversos agentes, a fim de mitigar os conflitos de interesse setoriais, manter a sustentabilidade tecnológica e zelar pela equidade social no uso das redes elétricas.

1 I A EVOLUÇÃO REGULATÓRIA

Em 2004, por intermédio da lei nº 10.848 (BRASILa, 2004), foi estabelecido um novo marco regulatório do setor elétrico. No escopo da lei, foi instaurado o decreto nº5.163 (BRASILb, 2004), responsável pela primeira definição regulatória sobre GD no país. O decretou estabeleceu que é considerada a geração distribuída toda a geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 30 MW gerada a partir de pequenas centrais hidrelétricas, também a geração termelétrica, inclusive a cogeração, com eficiência energética igual ou superior a 75% e por fim, a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência energética. Nesse período, as fontes eólica e solar não foram contempladas pela legislação da época.

Somente em 2012, a MMGD popularizou-se no Brasil por meio da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), tornando-se uma referência para a geração de pequeno porte no país. Além de regulamentar a MMGD, a resolução estabeleceu condições gerais para o acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica e definiu o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), conhecido como *netmetering*.

Inicialmente, sobre a capacidade instalada da Resolução Normativa nº 482/2012, a microgeração abrangia a potência menor ou igual a 100 kW. Na minigeração, a potência utilizada era ser superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW e em ambos os casos, deve ser utilizado apenas com fontes renováveis ou cogeração qualificada conectadas à rede de

distribuição (ANEEL, 2012).

Desde a sua criação, a MMGD representou uma capacidade instalada de apenas 21,9 MW até 2015 (ANEEL, 2021). Sabendo da baixa adesão do mercado, no ano de 2015 a ANEEL estimulou à geração distribuída de pequeno porte no país, por meio da publicação da Resolução Normativa nº 687/2015. Essa nova resolução estabeleceu uma revisão e atualização da regulação brasileira de MMGD. Assim, a ANEEL sinalizou o interesse do governo em expandir essa tecnologia. Dentre as principais modificações, destacam-se as seguintes (ANEEL, 2015):

- Alteração dos limites de potência instalada da MMGD para 75 kW e 5 MW (sendo 3 MW para fontes hídricas), permitindo assim a utilização de qualquer fonte renovável e cogeração qualificada.
- Prorrogação do prazo de validade para compensação dos créditos de energia gerados de 36 para 60 meses.
- Padronização dos formulários de solicitação de acesso para facilitar o cadastro no programa MMGD.
- Possibilidade de instalação de sistemas DG em condomínios e edifícios comerciais. Nessa modalidade, é possível compartilhar a energia gerada entre os condôminos.
- O estabelecimento de geração compartilhada, permitindo que a unidade consumidora esteja em local diferente das unidades geradoras das quais o excedente de energia será compensado. No entanto, os consumidores devem estar dentro da mesma área de concessão da distribuidora e da unidade geradora.
- A implantação do autoconsumo remoto é caracterizada por unidades consumidoras pertencentes à mesma pessoa jurídica ou por pessoas físicas com unidade consumidora com MMGD em local diferente de suas demais unidades consumidoras. A energia excedente pode então ser compensada.

Em 2017, dois anos após a revisão da resolução nº 482/2012, a capacidade instalada da MMGD aumentou mais de 1000% no país, passando de 21,9 para 252,1 MW (ANEEL, 2021). O número de novas ligações superou as expectativas do regulador, levando a uma condição em que é interessante rever os incentivos deste mercado, de forma semelhante ao cenário destacado no capítulo II.

A Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) foi um importante passo para moldar um novo mercado de geração distribuída, principalmente fotovoltaica no país. Graças a essa medida, foi possível a criação de diversas empresas e desenvolvimento de novos negócios para prestação de serviços com sistemas fotovoltaicos.

Contudo, a sua aplicação ainda é restrista ao mecanismo de compensação, necessitando da evolução sobre a visão dos novos modelos de negócio, que também se tornou uma ferramenta de incentivo à difusão da geração distribuída. Ao analisar novas oportunidades, leva-se em consideração a diminuição de custos, os benefícios ambientais

e a provisão da segurança energética. Como destacado no capítulo II, essa mudança na visão dos modelos de negócio transformou a política energética, o desenvolvimento tecnológico e a regulação do setor de distribuição (MIT, 2016).

Como exemplo desses novos modelos de negócio no cenário internacional, pode- se citar outros serviços correlatos, como o uso da geração distribuída nos picos de demanda energética, a comercialização do excedentem, o planejamento pelo lado da demanda para minimizar os riscos de cargas contratadas e de variações nos preços da eletricidade e por fim, a gestão dos investimentos nas redes de distribuição, de forma a alcançar maior eficiência no atendimento aos consumidores (MIT, 2016).

Apesar de todos os incentivos, a MMGD no Brasil ainda é caracterizada pela oferta mais simplificada, por meio da conexão à rede associada ao serviço de *netmetering*. Como destacado no capítulo I, isso ocorre por conta de diversas barreiras e instrumentos econômicos ineficientes, que ainda são utilizados pelo regulador brasileiro, nos quais a distribuidora brasileira não é remunerada por investimentos em REDs, as tarifas monômias e volumétricas em todas as componentes de custo na baixa tensão, a ausência da separação entre distribuição e comercialização, onde a distribuidora é obrigada a comprar energia no ambiente de contratação regulada (ACR) e entrega ao consumidor por meio de um custo repassado via tarifa, e dentre outros fatores.

Para um melhor acompanhamento do tema e envolver a participação social sobre os efeitos da MMGD no setor elétrico brasileiro, a ANEEL abriu a Consulta Pública (CP) nº 10/2018. O objetivo da CP nº 10/2018 foi discutir com a sociedade sobre as mudanças regulatórias propostas à MMGD e recolher subsídios para o aprimoramento das regras do sistema de compensação, propondo alternativas que gerassem menor impacto aos agentes do setor elétrico. Com o crescimento acelerado da modalidade nos últimos anos, tornou-se necessário a avaliação do equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias, bem como a valoração da energia injetável na rede para o desenvolvimento sustentável da MMGD nos próximos anos (ANEEL, 2019).

Com a probabilidade de continuidade do crescimento acima do esperado, existia uma necessidade de reavaliação dos sistemas de compensação para adequar aos objetivos de sustentabilidade da modalidade. Em 2018, a ANEEL publicou uma nota técnica descrevendo os problemas regulatórios em vigência e propondo alternativas de aprimoramento para as regras aplicadas ao Sistema de Compensação de Energia e a construção da Análise de Impacto Regulatório (AIR). O relatório gerado pela AIR foi o primeiro documento com as projeções atualizadas da ANEEL após a CP (ANEEL, 2019). Ainda sobre a maturidade do mercado de MMGD brasileiro, com o anúncio da possibilidade de mudança dos incentivos nos próximos anos, somente em 2019, a potência instalada acelerou 229%, ao passo de atingir o valor de 2.255,2 MW ante apenas 684 MW em 2018 (ANEEL, 2021).

Após muitas discussões desde 2018, o governo brasileiro aprovou a Lei nº 14.300/2022 e tornou-se o mais recente marco legal da MMGD no Brasil. O objetivo é

conferir maior segurança jurídica e regulatória aos investimentos em energia renovável. Tendo como finalidade garantir que os consumidores possam produzir sua própria energia a partir de fontes renováveis: solar fotovoltaica, eólica, centrais hidrelétricas e biomassa (BRASIL, 2022).

Os consumidores com MMGD na data da publicação da lei, assim como as solicitações de acesso feitas até 12 meses da publicação da lei, permanecem com a regra atual até 31 de dezembro de 2045. No caso dos demais consumidores, que entraram após 12 meses, há nova regra de valoração de créditos de energia que implica em pagamento de uma ou mais componentes tarifárias, como demonstrado nas tabelas abaixo (BRASIL, 2022).

% de pagamento da TUSD fio B *						
Geração junto à carga I Geração Compartilhada I Múltiplas UCs I Autoconsumo remoto até 500 kW I Fontes Despacháveis qualquer modalidade						
2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029 ***
15%	30%	45%	60%	75%	90%	Nova regra

Tabela 9. Pagamento da tarifa na geração local com geração compartilhada, múltiplas UCs, autoconsumo remoto até 500 kW.

Fonte: elaboração própria a partir da Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D						Nova Regra = Toda Tarifa (-) Benefícios Sistêmicos

Tabela 10. Pagamento da tarifa no Autoconsumo Remoto superior a 500 kW e Geração Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos.

Fonte: elaboração própria a partir da Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

Com relação ao conceito de direito adquirido, os consumidores perdem caso ocorra o encerramento contratual com a distribuidora; a troca de titularidade e o direito previsto passa a ser aplicado ao novo titular; quando ocorrer a comprovação de irregularidade atribuível ao consumidor; e aumento de potência instalada, na parcela de aumento de potência cujo protocolo se dê 12 meses após a data de publicação da lei.

Também foram estabelecidos novos limites de potência instalada para Mini GD que solicitar acesso 12 meses após publicação da lei (BRASIL, 2022):

- potência instalada superior a 75kW e inferior a 5MW para fontes despacháveis
- potência instalada superior a 75kW e inferior a 3MW para fontes não despa-

cháveis;

O consumidor poderá ser optante B para as unidades consumidoras com geração junto a carga, desde que a potência nominal do Trafo seja menor ou igual 112,5 kVa (sem restrição as modalidades específicas)

No texto aprovado por BRASIL (2022), verifica-se a necessidade de apresentação de Garantias de Fiel Cumprimento para determinados projetos de MMGD, sendo:

a) Projetos entre 500 kW e 1 MW ~ 2,5% do valor declarado de investimento;

b) Projetos maiores que 1MW ~ 5% do valor declarado de investimento;

c) A geração compartilhada isenta de apresentação de garantia;

d) Os projetos com parecer de acesso vigente a partir da publicação da Lei, devem apresentar garantias em até 90 dias;

e) A garantia deverá permanecer válida por 30 dias após conexão do empreendimento;

f) Em caso de desistência do parecer, após 90 dias de sua emissão, a garantia será executada;

A contratação de demanda será por meio da TUSDg para os novos projetos remotos. Aos projetos antigos, será aplicada após revisão tarifária da área da respectiva distribuidora.

Também foi reconfigurado o modelo de geração compartilhada, os consumidores poderão estabelecer essa modalidade também por meio de condomínio civil, voluntário, edilício ou qualquer outra forma de associação civil, desde que seja instituída para este fim e compostas por pessoas físicas ou jurídicas. Para estes casos, é vedada a associação de empreendimentos que tenham alugado terrenos, lotes e outras propriedades por meio de contrato que vincule o preço do aluguel à quantidade de energia gerada em kWh (BRASIL, 2022).

Antes da aprovação da Lei nº 14.300/2022, estava vedada a comercialização de créditos de energia proveniente da MMGD. A partir da nova regulamentação, está previsto que as distribuidoras possam comprar os créditos não-compensados pelas MMGD, condicionado a ANEEL a regulamentação monetária desta atividade (BRASIL, 2022).

Outro ponto de desburocratização diz respeito a redistribuição de créditos excedentes para mesma titularidade. Além da possibilidade atual de distribuição por percentual, foi incluída a possibilidade de ordem de prioridade, para possível adequação do sistema de compensação, com a possibilidade de redistribuição de créditos acumulados em determinado período. Além disso, a compensação dos créditos passa a ser realizada até o limite mínimo de disponibilidade do sistema da distribuidora (BRASIL, 2022).

Também foram desenvolvidos outros mecanismos de incentivo a MMGD no âmbito da nova Lei, que ainda serão regulamentados pela ANEEL. Entre eles, destaca-se a criação de Programa de Energia Renovável Social (PERS), com uso de recurso de Eficiência Energética (EE) e Outras Receitas da Distribuidora, para investimentos em GD

especificamente nos usuários de Baixa Renda. Esse programa ainda será regulamentado, contudo a distribuidora será obrigada a apresentar plano ao MME com metas de instalação, rol de beneficiados e redução do subsídio anual de baixa renda dos participantes; e as instalações deverão ser feitas via chamada pública (BRASIL, 2022).

A nova lei da MMGD proporcionou a possibilidade de aplicação de até 80% de recurso de Eficiência Energética na instalação de MMGD em edificações públicas, para atendimento a clientes baixa renda ou em comunidades rurais (BRASIL, 2022).

Outro ponto a ser observado está relacionado à alocação de créditos e cooperativas de eletrificação rural. A resolução normativa nº 482/2012 restringiu a compensação de créditos de energia dentro de uma mesma área de concessão. A partir da nova lei, é possível que os excedentes de energia gerados na área de uma permissionária sejam compensados na concessionária a qual a permissionária faça parte. Do mesmo modo, será possível a comercialização dos excedentes de MMGD via chamada pública da distribuidora (BRASIL, 2022).

Como apontado no capítulo I, recomenda-se a adoção da MMGD como serviço ancilar ao setor elétrico. Assim, também foi inserido essa possibilidade com objetivo de postergação de investimento nas redes elétricas.

Apesar da aprovação da Lei nº 14.300/2022 ser um marco na regulação e equilíbrio da MMGD no setor elétrico, a partir do atual modelo regulatório e tarifário existente no país há evidências da continuidade de distorções no setor elétrico. Como exemplo, toda migração para MMGD será tratada como sobrecontratação involuntária, o que gerará ônus para os demais consumidores. Isso ocorre porque o modelo regulatório e tarifário brasileiro permaneceu o mesmo (BRASIL, 2022).

Sabendo disso, torna-se relevante avaliar o debate sobre os benefícios e problemas na expansão massiva da MMGD no Brasil, no sentido de mitigar as externalidades negativas e construir soluções positivas, por meio de novos mecanismos regulatórios capazes de maximizar os benefícios sistêmicos da tecnologia.

Como destacado nas experiências internacionais, a tecnologia e a regulação econômica precisam avançar de forma alinhada, caso contrário as novas tecnologias comprometerão o desenvolvimento sustentável do setor elétrico. Principalmente no contexto brasileiro, que apresenta elevadas distorções socioeconômicas regionais e esse efeito poderá afetar as famílias de mais baixa renda, que já possuem restrições no acesso de bens e serviços.

2 | O DEBATE DA MMGD NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Com relação as vantagens da MMGD, atualmente representam um dos maiores incentivos nas fontes de energia renovável, proporcionando a descarbonização do setor nos países, o fornecimento de serviços ancilares locacionais e a redução das perdas

técnicas na transmissão de energia elétrica, pois é um recurso que está instalado mais próximo do centro de carga.

Apesar da existência desses benefícios e outros por meio da geração com recursos energéticos distribuídos, há no cenário internacional indicativos sobre fragilidades nos modelos regulatórios adotados pelos países na expansão dessa modalidade, como foi indicado no capítulo II. E dessa forma, essas informações contribuem para reflexão no debate do caso brasileiro.

No estudo do MIT (2016), há evidências que a aplicação de um sistema de compensação associado a tarifas puramente volumétricas, implicaria em subsídio cruzado dos usuários com GD pelos consumidores sem a tecnologia. Para solucionar esse problema, o instituto propôs a adoção de um sistema de compensação em curtos intervalos de tempo, por meio de tarifárias horárias. Contudo, no caso brasileiro ainda não existem modelos tarifários desse tipo no grupo baixa tensão.

Para *Edison Foundation* (2014), o subsídio por meio do *netmetering* beneficia o consumidor com maior poder aquisitivo e os custos são pagos pelos consumidores com menor renda. No mesmo caminho, o instituto também avaliou o caso da espiral da morte, concluindo que os modelos tarifários são os principais incentivadores da deserção da rede e a falência do sistema.

Por outro lado, a *Berkeley Lab* (2017) demonstrou também que existe uma retroalimentação distinta entre os modelos tarifários e de compensação na eletricidade, o que pode diminuir ou praticamente anular os efeitos da espiral da morte. Essa visão também é corroborada por Elshurafa (2020), onde demonstra que as premissas quanto a espiral da morte são infundadas, pois as taxas de adoção de geração distribuída permitem que os modelos tarifários de incentivos sejam ajustados regularmente.

Apesar das diferentes análises sobre os efeitos econômicos da MMGD no setor elétrico, Vazquez, Hallack e Perez (2018) indicam que será necessária uma nova dinâmica institucional e regulatória para acomodar a permanência desses recursos, de forma sustentável nas redes elétricas. E assim, mediante essas tomadas de decisões serão criados diferentes cenários de impactos econômicos no setor elétrico.

Ao analisar o cenário internacional no capítulo II, pode-se dizer que a modernização do setor elétrico e a introdução dos recursos energéticos distribuídos ocorreu, em parte, graças a disseminação da medição inteligente, associada a tarifas mais dinâmicas, adequadas tanto as necessidades das empresas e dos consumidores.

Já no caso brasileiro, os consumidores de baixa tensão seguem apenas com uma única opção tarifária, principalmente pela ausência da medição inteligente de forma massificada. Essa infraestrutura pode ser essencial na adoção da tarifa binômia, que é amplamente utilizada por outros países, bem como a disseminação de programas de resposta da demanda, tarifas horosazonais, pré-pagas e outros modelos tarifários.

Nesse sentido, pode-se ilustrar essa situação com o resultado da adoção de uma

tarifa do tipo horosazonal no Brasil. Em 2018, a ANEEL regulamentou a chamada Tarifa Branca, que se trata de uma opção tarifária para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. Após 3 anos de implementação, esse modelo tarifário foi adotado por apenas 57 mil consumidores, na comparação com uma média de mais de 87 milhões no setor elétrico do país. E dentre os motivos da proposta não ter prosperado, está correlacionado com a ausência de maior dinamismo na medição (RITTNER e BITENCOURT, 2021).

Segundo o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC, 2021a), o Brasil tem adiado a modernização do seu parque de medição, mediante ao problema regulatório a cerca da responsabilidade desses novos investimentos. De um lado, as empresas distribuidoras de energia elétrica são ainda remuneradas por modelos regulatórios tradicionais, que não estimulam a introdução de novas tecnologias com segurança de reconhecimento desses investimentos. E de outro lado, há o consumidor brasileiro que é impactado via tarifa pelos novos investimentos, sem a garantia futura da modicidade tarifária, que deve ser assegurada pelo regulador.

Além da modicidade tarifária, a sociedade brasileira precisa da correta sinalização e previsibilidade dos preços, na qual os usuários sejam atendidos com serviços que solucionem às suas reais necessidades de consumo.

Ainda com relação ao custo das políticas de expansão às renováveis, há o paradoxo que o Brasil já conta com uma matriz de eletricidade limpa, logo há opiniões adversas sobre não fazer sentido os altos incentivos na descarbonização por meio da MMGD.

Contudo, quanto maior o nível de disseminação das fontes renováveis, principalmente eólica e solar, maior será a necessidade de sistemas com medição avançada. O funcionamento de forma segura das renováveis intermitentes, demandará cada vez mais avançados controles de gerenciamento, com maior previsibilidade em termpo real da oferta e da demanda (IDEC, 2021a).

Logo, ao analisar o atual arcabouço regulatório da MMGD, sabe-se que ainda não é viável economicamente o armazenamento dessa geração por meio de baterias. Logo, os prossumidores ainda continuarão a utilizar as redes elétricas, tanto na exportação dos seus excedentes quanto nos períodos em que não há geração de energia suficiente para o atendimento da demanda. Dessa forma, torna-se essencial a questão dos custos tarifários envolvidos nessa operação, que recaem sobre os demais usuários da rede (IDEC, 2021b).

Dessa forma, continua válida a discussão sobre os subsídios cruzados e como os incentivos aos adotantes da MMGD causam impactos sobre as tarifas de todos os demais consumidores. De acordo com o IDEC (2021b), cabe ressaltar que esse efeito é mais significativo sobre as famílias baixa renda, pois a despesa com energia elétrica impacta, em média, cinco vezes mais o seu orçamento na comparação com as famílias mais ricas no Brasil.

Nesse sentido, ressalta-se que o custo do investimento na energia solar fotovoltaica, associado a baixa difusão de programas governamentais contribuem para a MMGD ainda

ser exceção nas famílias baixa renda (2021b).

Para corroborar essa afirmativa, o IDEC (2021a) realizou estudo comparativo nas cidades de São Paulo/SP, Rio de Janeiro/RJ e Belo Horizonte/MG. Para São Paulo, mostra que 31% da capacidade instalada está nas regiões com maior concentração de renda da cidade, em contrapartida apenas 4% nas localidades mais pobres. Para o Rio de Janeiro, 26% dos adotantes são alta renda e 1% estão em localidades mais pobres. No caso de Belo Horizonte, a distorsão é ainda maior: 42% da capacidade instalada está em áreas nobres e menos de 1% nas regiões com população baixa renda – vide figura 2 abaixo.

Outro fator relevante é sobre a presença de pessoas jurídicas nos negócios de MMGD. Assim, pode-se dizer que 20% da capacidade instalada de MMGD é destinada a projetos empresariais de fazendas solares, pertencentes a empresas com capital social superior a R$ 100 milhões (IDEC, 2021b).

Sabe-se que os empresários dos projetos de fazendas solares capturam boa parte dos benefícios da MMGD, concedendo apenas uma pequena parte dos descontos aos consumidores, de forma a maximizer seu lucro. Sabendo da elevada taxa de retorno desses projetos, há uma aceleração da quantidade de empresas de MMGD financiadas por fundos de investimentos, que acabam onerando os demais consumidores de menor renda no Brasil (IDEC, 2021b).

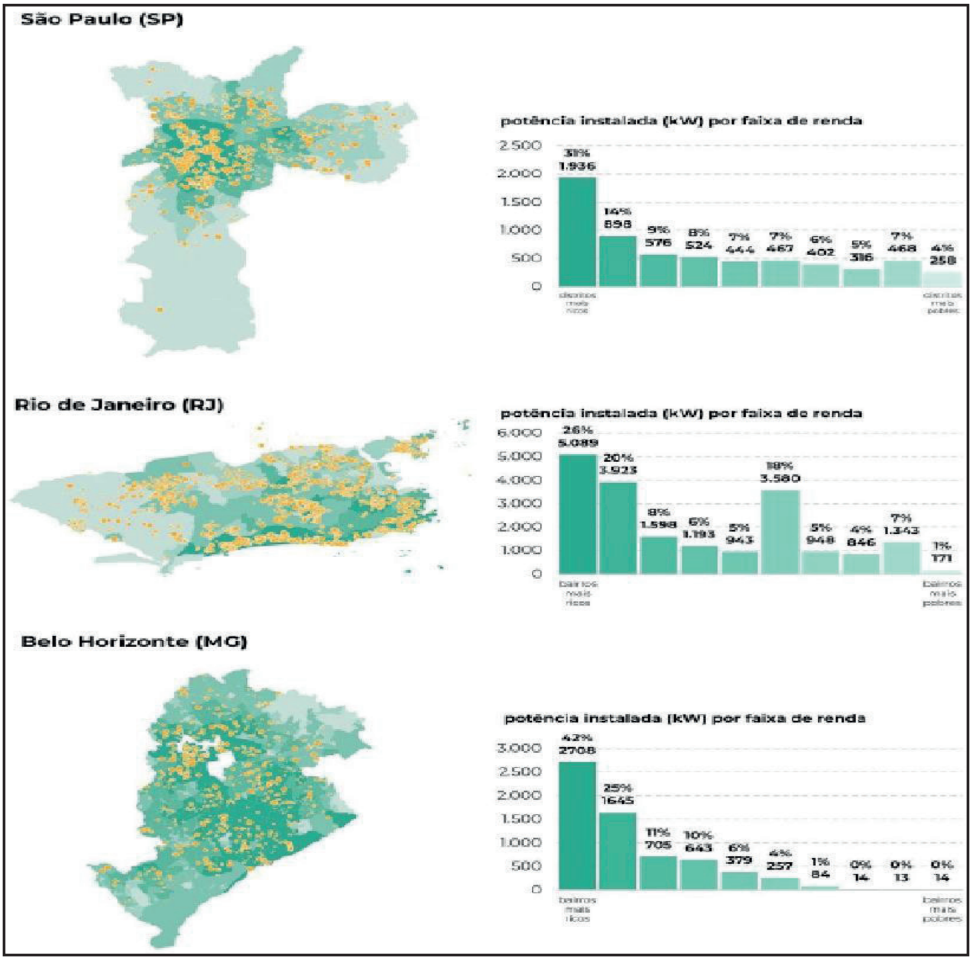


Figura 2. Localização das ligações de GD e distribuição da potência instalada por faixa de renda em São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Belo Horizonte (MG)

Fonte: IDEC, 2021a.

Discute-se também, como a introdução de sistemas de geração mais distribuídos e próximos ao centro de carga, podem auxiliar na melhora da qualidade do fornecimento de energia da região que estão situados, justamente nos horários cuja produção é superior a demanda na unidade consumidora.

Segundo o IDEC (2021a), essa vantagem operacional não pôde ser verificada na prática, por meio dos indicadores de qualidade da energia nas áreas pesquisadas. A partir da figura 3, há a correlação do indicador de qualidade (DEC)[1] e expansão da MMGD

1 Os indicadores coletivos de continuidade são conhecidos como DEC e FEC. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) mostra o intervalo de tempo que cada consumidor, em média, ficou sem energia elétrica, considerando interrupções iguais ou superiores a três minutos. Já o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) apresenta o número de interrupções que cada consumidor, em média, sofreu, considerando interrupções iguais ou superiores a três minutos.

na área de concessão da Enel SP, fica evidente que as áreas com piores condições de atendimento por parte das distribuidoras são justamente aquelas periféricas, com menor presença de GD.

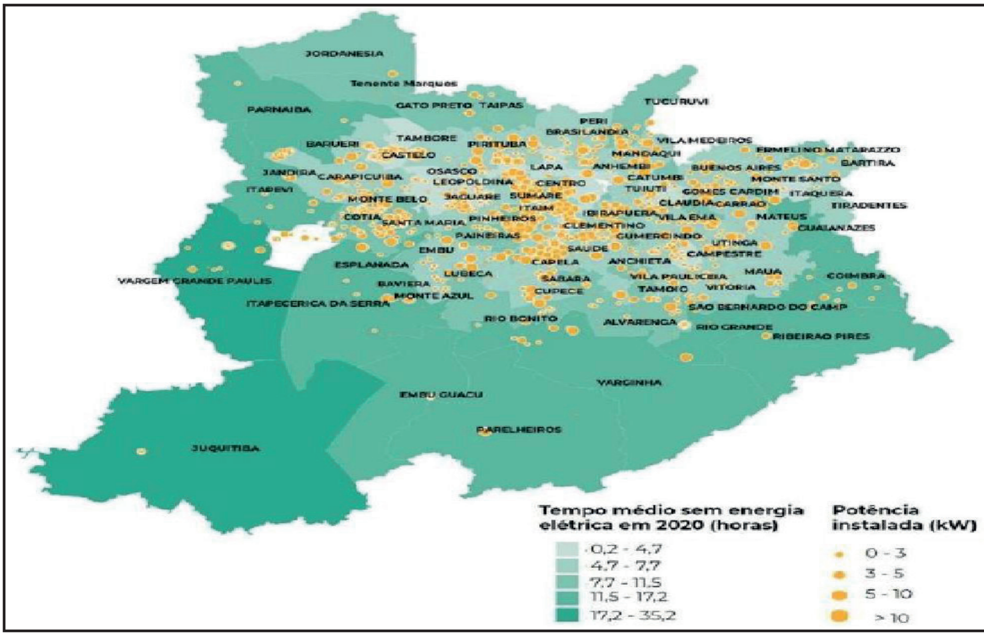


Figura 3. Localização das ligações de GD e tempo médio sem energia na área da Enel SP.

Fonte: IDEC, 2021a.

No cenário internacional, observa-se uma preocupação generalizada nos EUA, alguns países europeus e Austrália sobre a modernização das redes elétricas com o objetivo de torná-las mais inteligentes e aderentes aos novos recursos energéticos distribuídos[2], de forma a melhorar a qualidade do atendimento.

Com relação aos efeitos econômicos, foi destacado no capítulo II que em diversos países os mecanismos de incentivo *netmetering* utilizados para acelerar a difusão de MMGD passaram por muitas revisões, principalmente para mitigar o aumento tarifário aos demais consumidores.

Por outro lado, a ABSOLAR (2021) aponta que a geração de energia solar fotovoltaica, por meio da MMGD resultará em benefícios que superam os custos incorridos no setor elétrico. De acordo com a instituição, detacam-se os seguintes pontos:

a) Mais de 672 mil novos empregos serão gerados até 2035.

b) Mais de R$ 25 bilhões serão arrecadados pelos governos até 2027.

2 Os chamados REDs incluem as tecnologias que possibilitam a geração distribuída (GD), o armazenamento direto e indireto de energia, medidas de conservação de energia elétrica e controle da carga (eficiência energética EE e Resposta de Demanda - RD) e veículos elétricos (VEs).

c) Mais de R$ 13,3 bilhões em ganhos líquidos no setor elétrico até 2035, beneficiando todos os consumidores, inclusive os que não geram energia solar fotovoltaica.

d) Evita-se a emissão de mais de 75,38 milhões de toneladas de CO2 até 2035. Além disso, reduz a emissão de outros poluentes atmosféricos e materiais particulados que prejudicam a saúde da população.

e) Também reduz o uso de água para a geração de energia elétrica, ajudando a preservar nossos reservatórios hídricos para abastecimento humano, agricultura e atividades produtivas.

No que diz respeito a geração de empregos pela tecnologia, deve-se atentar para a qualidade desses empregos e o nível de desenvolvimento industrial, que está sendo fomentado no país por meio dos subsídios estabelecidos para MMGD fotovoltaica. Segundo Nassif et. al. (2015), há um vigoroso processo de desindustrialização estrutural no Brasil, com redução expressiva da indústria de transformação. Sabe-se que essa indústria é responsável pela alavancagem de outros setores industriais e pela geração de empregos que necessitam de maior formação tecnológica.

Ao comparar o cenário apontado por Nassif et. al. (2015) com a indústria fotovoltaica de MMGD brasileira, sabe-se que é significativa a importação de equipamentos dessa tecnologia da China. Logo, grande parte desses empregos intensivos em tecnologia não estão sendo gerados no Brasil. No caso brasileiro, destaca-se os postos de trabalho gerados no setor comercial, contudo poderão desaparecer tão logo a curva de MMGD alcance a maturidade necessária (MIT, 2016).

E com relação aos demais benefícios, há críticas da ausência de metodologia para monetizá-los e estimá-los no horizonte de mais longo prazo, bem como a avaliação sobre como esses benefícios retornarão para os demais consumidores. Para isso, o governo brasileiro por meio da lei nº 14.300/2022 estabeleceu a exigência e a responsabilidade do regulador brasileiro em realizar todos esses estudos até o ano de 2023 (BRASIL, 2021).

E de forma a colaborar na construção da metodologia de avaliação dos efeitos econômicos no caso brasileiro, que será apresentado no capítulo IV, a próxima seção 3.3 indicará a dinâmica tarifária atual do mercado de eletricidade brasileiro.

3 I A DINÂMICA TARIFÁRIA BRASILEIRA[3]

As tarifas de eletricidade são responsáveis pela remuneração de toda cadeia do setor elétrico, sendo a distribuidora responsável pela gestão desses rercursos e reajustadas anualmente por meio dos Reajustes Tarifários Anuais (RTA), na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão, exceto nos anos em que for realizada Revisão

3 Todas as definições apresentadas são orientadas pelas normas e manuais de procedimento tarifário da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021e).

Tarifária Periódica (RTP) (ANEEL, 2021e).

Em relação a reajuste anual pelo RTA, há dois princípios básicos na regulamentação brasileira: fornecer cobertura tarifária para os itens da parcela A e encargos, cujos valores e preços, em certa medida, não são administráveis pela concessionária, e manter o poder de compra da receita da concessionária por meio da parcela B da tarifa (ANEEL, 2021e).

Já o RTP é um dos mecanismos que definem o valor pago pelo consumidor de forma completa. É realizado a cada cinco anos, em média, de acordo com o contrato de concessão firmado entre as empresas e o poder concedente. Este processo de revisão redefine o nível de eficiência dos custos operacionais, remuneração da base de ativos e o ajuste tarifário dos investimentos da parcela B e perdas (ANEEL, 2021e).

Em linhas gerais, sabendo da dinâmica de funcionamento dos reajustes e revisões tarifárias, pode ser indicado que a atual tarifa de energia elétrica é dividida em dois componentes:

- Tarifa de Energia (TE): quantidade de energia consumida mensalmente em uma residência, determinada pela ANEEL em USD/MWh, e utilizada para relacionar o faturamento mensal ao consumo de energia.
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): valor usual determinado pela ANEEL, em USD/MWh, utilizado para relacionar o faturamento mensal do sistema de distribuição de energia elétrica. Esta tarifa cobre os custos das instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizados para transmitir energia.

No caso da metodologia deste estudo, a análise está concentrada apenas nos efeitos econômicos no segmento de distribuição, logo refere-se ao impacto na TUSD, que compreende as seguintes componentes tarifárias: parcela A, parcela B, perdas e encargos.

A componente da parcela A envolve custos relacionados às atividades de geração e transmissão de eletricidade. Esses itens são custos cujos valores e preços, em certa medida, não estão na gestão do distribuidor. Como exemplo, a compra de energia elétrica ocorre alinhada com as demandas do mercado, bem como a conexão e uso das instalações de transmissão de energia elétrica.

A componente da parcela B compreende custos diretamente gerenciáveis pelo distribuidor, pois trata-se de despesas da atividade de distribuição que estão sob controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela empresa. Nesse cenário, a margem é reajustada monetariamente pelo Fator X e pela atualização inflacionária no processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA). O equilíbrio econômico-financeiro é recalculado periodicamente em intervalos de tempo de 4 ou 5 anos, durante o RTP da distribuidora. Este estudo não considerou o Fator X, apenas o reposicionamento inflacionário das tarifas incluídas no modelo.

A tarifa de perdas corresponde aos custos incorridos por perdas regulatórias de energia elétrica na distribuição de energia. O valor acima do limite regulatório é um custo

que penaliza apenas a margem da distribuidora. Além disso, as perdas são divididas em técnicas, que são responsáveis pela energia dissipada durante a transmissão, e não técnicas, referentes à perda por roubo de energia. Neste estudo, a única perda omitida é a não técnica.

Os encargos setoriais centralizam diversos subsídios que são concedidos aos agentes do setor elétrico conforme legislação, como a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH para geração de energia elétrica; Fiscal de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema—ESS; Encargo de Energia de Reserva— EER; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; Pesquisa e Desenvolvimento—P&D; Programa de Eficiência Energética – PEE.

A partir da compreensão dos principais conceitos tarifários, deve-se entender as dinâmicas de faturamento do mercado consumidor da distribuidora. Assim, o mercado compreende os valores de energia elétrica, a demanda de energia e o uso do sistema de distribuição faturados no período de referência pelos usuários que utilizam pontos de conexão para importar ou injetar energia elétrica.

É fundamental ressaltar que os valores faturados de qualquer mês do Período de Referência são registrados no Sistema de Monitoramento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e arquivo do Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários Anuais (SPARTA). Com o mercado distribuidor segmentado por classe de consumo por ano, é possível determinar a taxa de crescimento de cada setor ao longo dos anos. Assim, a projeção anual do mercado considera a redução de MMGD e o crescimento médio de cada setor nos últimos 5 anos, anteriores ao período COVID-19.

Dessa forma, a aplicação das tarifas em determinado mercado visa garantir que as concessionárias recebam receita suficiente para cobrir os custos operacionais, compensar os investimentos necessários para a expansão da rede, garantindo adequado atendimento e qualidade aos usuários. Os custos e investimentos são repassados às tarifas e calculados pelo regulador, e entre os anos do RTP, podem ser superiores ou inferiores aos custos impostos pelas empresas.

No caso da parcela B, essa componente é responsável pela remuneração da distribuidora, e pode-se dizer que a variação na sua receita, mediante a expansão da MMGD na área de concessão, pode indicar o impacto econômico da tecnologia na distribuidora.

Sabendo do risco de mercado da distribuidora, da aplicação tarifária aos demais consumidores e de forma a colaborar na avaliação econômica do caso brasileiro, no próximo capítulo será demonstrada a metodologia utilizada que determinará a avaliação dos impactos da MMGD na ótica regulatória do reajuste e revisão tarifária, evidenciando os ajustes ainda necessários na legislação, de forma a alcançar o pleno equilíbrio econômico e financeiro para a sociedade e para as distribuidoras do setor elétrico.

CAPÍTULO IV. METODOLOGIA DE MERCADO E EFEITOS ECONÔMICOS DA MMGD NA ÁREA DE CONCESSÃO

Neste capítulo, serão abordadas as metodologias desenvolvidas para determinar o modelo de expansão da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) tanto na ótica do mercado como econômica, cujas informações são utilizadas na avaliação do impacto do ponto de vista do equilíbrio econômico e financeiro.

A metodologia deste trabalho está dividida em duas partes: projeção de demanda e efeitos econômicos na área de concessão da distribuidora.

Primeiramente, do ponto de vista de mercado, o trabalho considerou o cálculo da demanda potencial da MMGD na área de concessão, com a definição do mercado potencial, projeção e cenários para a capacidade instalada e geração de energia elétrica.

Em segundo lugar, do ponto de vista econômico, o trabalho apresentou a metodologia utilizada para calcular os efeitos econômicos do MMGD na área de concessão, nos processos de reajuste e revisão tarifária e os impactos na concessionária. Para corroborar os resultados, este trabalho adotou o estudo de caso do grupo Enel.

A Enel tornou-se recentemente a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil, tornando-se um exemplo adequado para avaliar os efeitos da MMGD dentro das áreas de concessão. Portanto, as três empresas do grupo Enel com maior difusão da MMGD foram usadas como estudo de caso aplicado nesta tese (ENEL, 2021).

1 I ANÁLISE DE MERCADO

No setor elétrico brasileiro, já existem modelos adotados na previsão de mercado no segmento de MMGD. Normalmente, esses modelos utilizam regressões por séries temporais para prever o futuro, como é o caso do trabalho desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021).

A partir da análise da metodologia proposta pela EPE (2021), é evidente os seus benefícios no modelo de expansão brasileiro, contudo pode-se ressaltar que o uso de modelos estatísticos preditivos de mercado por si só, não é condição suficiente para indicar o planejamento ideal do mercado distribuidor com maior participação de MMGD.

Essa proposição vai ao encontro do estudo apresentado por MIT (2016), que indica a necessidade futura do setor elétrico reduzir o paradigma de planejamento de recursos energéticos com modelos *top-down* e utilizar um novo padrão nas distribuidoras, por meio de uma análise mais *bottom-up*, valorizando aspectos técnicos e microeconômicos dos usuários que compõem as redes, principalmente, por meio das informações disponibilizadas pelas tecnologias mais distribuídas.

Sabendo disso, esta tese gostaria de propor uma metodologia cuja abordagem está

dentro dessa perspectiva. A partir de uma análise orientada pela concepção do modelo *bottom-up*, foi definido o mercado potencial total estimado de MMGD na distribuidora, por meio da avaliação do comportamento do consumo de energia elétrica e de variáveis microeconômicas.

As duas etapas a seguir foram realizadas para definir o mercado potencial de MMGD da distribuidora. O mercado total considerado é apontado na tabela abaixo.

Setores	**Enel Goiás**			**Enel Ceará**			**Enel Rio**		
	Grupo A	**Grupo B**	**Total**	**Grupo A**	**Grupo B**	**Total**	**Grupo A**	**Grupo B**	**Total**
Residencial	3,4	4.386,4	4.389,9	1,4	3.687,8	3.689,2	5,3	3.947,1	3.952,4
Comercial	370,0	917,5	1.287,6	544,3	707,6	1.251,9	459,7	687,9	1147,6
Industrial	208,6	60,0	268,6	283,9	30,1	314,0	71,7	32,1	103,8
Rural	216,5	970,7	1.187,2	133,3	952,1	1.085,4	4,5	156,4	160,9
Total	798,5	6.334,7	7.133,3	962,9	5.377,6	6.340,5	541,2	4.823,6	5.364,8

Tabela 11. Mercado Total das Distribuidoras, em GWh no ano de 2021.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021c; 2021d)

O primeiro passo é baseado nas informações do Cadastro Nacional de Distribuição (CND) ou do Sistema de Monitoramento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP). Inicialmente, foram mapeados os clientes que já possuíam MMGD para cada concessionária até 2021. De acordo com GREENER (2021), uma das variáveis utilizadas na tomada de decisão sobre investimento em projetos de MMGD é o padrão de consumo nos 12 meses anteriores ao projeto, de forma a entender as características comportamentais desses clientes.

A partir do padrão de consumo dos atuais usuários com MMGD, foi possível mapear o consumo médio de cada prossumidor, em dois níveis de abertura, por grupo tarifário (A e B) e classe de consumo (residencial, comercial, industrial e rural). Essas informações podem ser utilizadas pelas concessionárias para identificar o perfil de cliente com maior probabilidade de migrar para a modalidade MMGD, na comparação com o seu mercado atual. A tabela a seguir, apresenta a metodologia de esclarecimento do padrão de consumo.

Setores	Enel Goiás		Enel Ceará		Enel Rio	
	Grupo A	**Grupo B**	**Grupo A**	**Grupo B**	**Grupo A**	**Grupo B**
Residencial	5,89	0,69	5,04	0,81	2.22	0,56
Comercial	8,54	1,83	14,45	1,82	7,78	1,63
Industrial	9,60	1,77	15,43	1,44	9,29	1,51
Rural	10,45	1,53	4,22	1,24	3,05	1,01
Total	8,62	1,46	9,78	1,33	5,59	1,17

Tabela 12. Padrão de consumo médio por setor e grupo tarifário em MWh nos 12 meses anteriores à migração para MMGD nas distribuidoras do grupo Enel, no ano de 2021.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021a).

Um corte amostral é definido no mercado total de clientes da distribuidora com as informações da tabela. Na Enel Goiás, por exemplo, usuários residenciais e do grupo tarifário B, cujo consumo seja igual ou superior a 0,69 MWh, são candidatos a integrar o mercado potencial MMGD. O mercado total de clientes pode ser verificado na tabela 11.

A segunda etapa visa delimitar o modelo de mercado potencial nos aspectos microeconômicos que afetam os novos acessores para MMGD. E uma das premissas está relacionada a tecnologia a ser utilizada pela MMGD. Segundo dados da ANEEL (2021a), mais de 97% dos empreendimentos utilizam energia solar fotovoltaica, sendo 41% no setor residencial e 36% no setor comercial.

Logo, sabe-se que os projetos fotovoltaicos possuem restrições quanto à área disponível para instalação. Levando isso em consideração, é fundamental avaliar a situação habitacional na área de concessão da distribuidora, utilizando informações do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) por meio da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), conforme apresentado a seguir.

Setor Residencial	Enel Goiás	Enel Ceará	Enel Rio
Tipo de habitação	100%	100%	100%
% casas	94,5%	89,8%	73,8%
% apartamentos	5,5%	10,2%	26,2%
Situação da habitação	100%	100%	100%
% alugado	42,6%	30,9%	29,2%
% próprio	57,4%	69,1%	70,8%

Tabela 13. Variáveis microeconômicas de mercado para grupo residencial de baixa tensão, em 2021.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da PNAD do IBGE (2021).

A primeira variável da tabela é o percentual de domicílios por tipo de moradia e este indicador reflete o espaço disponível para instalação da MMGD FV. Embora os clientes que moram em apartamentos possam investir na tecnologia por meio de geração remota ou

compartilhada, esses casos representam apenas 20% das instalações fotovoltaicas. Em comparação, a geração na própria unidade consumidora equivale a 80% das instalações (ANEEL, 2021a).

A segunda variável é o percentual de domicílios por situação de moradia. Este indicador pressupõe que os clientes que vivem em casas alugadas são menos propensos a investir em MMGD por se tratar de um investimento elevado com retorno a longo prazo.

A aplicação dessas variáveis microeconômicas fornece uma estimativa preliminar do mercado potencial de MMGD na área de distribuição, o que poderá nos permitir avaliar a alocação máxima possível desses recursos no mercado da concessionária.

Após a definição do mercado potencial, dois cenários são então projetados para MMGD na área de concessão por meio de análise de séries temporais. O primeiro cenário "referência" trata das atuais condições regulatórias previstas na lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) do novo marco regulatório brasileiro, enquanto o segundo cenário "binomial" consiste na aplicação de uma tarifa binômia já a partir de 2023.

Dessa forma, este trabalho propõe dois cenários distindo na avaliação da maturidade do mercado de MMGD em cada concessionária. O primeiro estima as condições regulatórias e econômicas vigentes. Já o segundo apresenta uma simulação, como a introdução de uma tarifa binômia impacta o mercado de MMGD brasileiro, cuja componente fixa representa os custos de operação e manutenção da distribuidora. Esses cenários apoiam o trabalho no esclarecimento das tendências da curva de expansão da distribuidora e o tempo necessário para atingir o seu potencial total de mercado em cada cenário.

Em 2021, a MMGD solar fotovoltaica representou 97% da capacidade total acumulada. Uma vez reconhecida sua relevância neste segmento, a projeção dos cenários considerou apenas a evolução da tecnologia fotovoltaica, mantendo outras fontes estáticas no horizonte até 2030 (ANEEL, 2021a).

Nesse sentido, o modelo de projeção adotado neste trabalho é o de séries temporais, utilizando um estimador de média móvel de 12 meses (MM) com as informações de capacidade instalada dos projetos nas áreas de concessão. Conforme sugerido pelo MIT (2016) a maior difusão de modelos *bottom-up*, o estimador de média móvel foi definido por variáveis desagregadas em 3 níveis, sendo: a modalidade da GD por tipo de localização: remota e local (nível 1); grupos tarifários A e B (nível 2), e por classe econômica: residencial, comercial, industrial, rural e outros (nível 3) (ver equação (1)):

$$MMGD \sum_{Grupo}^{Classe} P_{t+1} = MM_t = \frac{(VR_t + VR_{t-1} + VR_{t-2} + \cdots + VR_{t-n+1})}{n}, \qquad (1)$$

ondeP_{t+1} representa a projeção para o próximo período t + 1, por modalidade GD, grupo tarifário e classe econômica, em MW;MM_t representa a média móvel no período t, por modalidade GD, grupo tarifário e classe econômica, em MW;VR_t representa o valor realizado e observado no período t, por modalidade GD, grupo tarifário e classe econômica,

em MW; e n representa o número de períodos considerados na média móvel em meses.

Sobre a metodologia indicada de análise do mercado, ela costuma ser frequentemente adotada em modelos de séries temporais, visando suavizar flutuações e evidenciar comportamentos de longo prazo. Como exemplos de sua aplicabilidade, destacam-se as análises do mercado financeiro, que avaliam a tendência dos preços das ações e, recentemente, o prognóstico e contágio do COVID-19 na população dos países (MURIALDO, 2020; SINGH et al., 2020). No caso brasileiro, a capacidade instalada de MMGD fotovoltaica apresenta muitas variações ao longo do ano, indicando aderência à metodologia proposta.

A partir da projeção da capacidade instalada (Equação (1)), esta informação é utilizada para calcular a geração de energia, conforme indicado na Equação (2). O fator de capacidade adotado refere-se ao Plano Decenal de Expansão da EPE (2020).

$$E_{MMGD_{(n)}} = \sum_{i \in Dx}^{n} (Pot_{ni} \times FC_{região,\text{fonte},modalidade} \times \Delta t_{i,n}), \qquad (2)$$

onde $E_{MMGD(n)}$ representa a geração de energia MMGD por mês n, em MWh; Pot_{ni} representa a capacidade instalada do sistema MMGD no mês n , em MW; $FC_{reg,source,modal}$ representa o fator de capacidade do enésimo sistema de geração, considerando as especificidades da região em que o sistema está instalado, bem como sua fonte e modalidade, e $\Delta t_{i,n}$ representa o intervalo de tempo (em horas) entre a data de conexão do sistema MMGD e o fim do mês de referência.

Em posse da metodologia de projeção de capacidade instalada e da geração de energia, torna-se necessário internalizar essas variáveis nos diferentes cenários, de forma a compreender a dinâmica de crescimento do mercado de MMGD. No primeiro cenário denominado "referência", considerou-se a atual regulamentação do MMGD pela Lei nº 14.300/2022 e sua expansão até 2030 no Brasil. No segundo cenário denominado "binomial", foi avaliada a introdução da tarifa binômia em 2023. Este cenário é sugerido com base no capítulo II das experiências internacionais que indicam esse modelo tarifário como uma das soluções possíveis para manter o equilíbrio econômico-financeiro no setor de distribuição.

Para medir o impacto da tarifa binômia na curva de demanda, estabeleceu-se a premissa da metodologia do *payback*[1]. Essa variável é relevante para determinar a diferença sobre o tempo de retorno do investimento em MMGD fotovoltaica entre o cenário referência e binomial.

Sabe-se que com o pagamento da componente fixa tarifária no cenário binomial, verifica-se aumento do *payback*. Nesse sentido, este trabalho estabeleceu uma relação entre as taxas de tempo de retorno para cada cenário, o que pode ser chamado de fator de *payback*, que foi calculado para cada área de concessão da distribuidora, utilizando

1 O payback é um indicador financeiro que representa o tempo de retorno de um investimento (Pinto Jr, 2016).

a concepção de avaliação de mercado proposto pela GREENER (2021) e assim, este trabalho propõe a equação (3):

$$PF = [1 - ((^{P_b}/_{P_m}) - 1)], \qquad (3)$$

onde PF representa o fator de retorno (em %), P_b representa o retorno binomial em anos e P_m representa o retorno da tarifa monômia em anos.

As informações sobre investimento inicial e fluxo de caixa estimado foram utilizadas em cada cenário, de forma a simular um projeto típico de MMGD fotovoltaica e determinar o tempo de retorno. Cabe ressaltar, que foram utilizados os dados do modelo EPE (2021) e GREENER (2021) para viabilizar a cálculo da equação (4):

$$P = [\frac{I}{CF}], \qquad (4)$$

onde P representa o *payback* (em anos), I representa o investimento inicial (em reais/ano) e CF representa o fluxo de caixa (em reais/ano).

Logo, o fator de *payback* é a relação entre a variação do *payback* da atual tarifa monômia em relação a cobrança da componente fixa binomial. Esse fator é aplicado na curva do cenário de referência a partir de 2023, o que resulta no cenário binomial. O componente payback é adequado ao modelo, pois o investimento inicial em MMGD, associado com as variáveis de fluxo de caixa conseguem capturar a redução do preço da tecnologia ao longo dos anos e o custo da energia elétrica. E essas variáveis podem ser consideradas de tomada de decisão ao consumidor e podem medir a intensidade de realização de novos projetos da tecnologia nos próximos anos (EPE, 2021; GREENER, 2021).

2 I EFEITOS ECONÔMICOS DA TUSD

Ao longo do Capítulo I, foram indicados os efeitos adversos dos REDs nas redes elétricas, especialmente para o equilíbrio econômico do setor elétrico mundial. Já no Capítulo II, foram introduzidos os problemas enfrentados pelos países que adotaram o sistema de compensação (SCEE) por meio do *netmetering*, bem como as principais soluções adotadas pelas experiências internacionais.

Nesse sentido, verificou-se ausência de metodologia abrangente suficiente, na ótica econômica e financeira, que pudesse realizar análise semelhante para o caso brasileiro. Sabendo disso, os estudos de Castro e Dantas (2017), MIT (2016), De Doyle et al. (2021), Vieira (2021), Picciariello (2015) e Simshauser (2015) foram utilizados como referência, pois apresentam diferentes métodos de viabilidade técnica e econômica de projetos com MMGD, que podem ser adaptados para o caso brasileiro.

De forma a construir um modelo econômico, avaliando os impactos financeiros e

regulatórios da MMGD no caso brasileiro, a proposta deste trabalho tem como objetivo considerar os princípios de regulação econômica, por meio da aplicação das metodologias de reajustes e revisões tarifárias, que são específicos para o mercado brasileiro de distribuição, já apresentados no Capítulo III.

Sabendo desse objetivo final, por isso foi importante utilizar a abertura do modelo de mercado da seção 4.1, que contém informações segmentadas por classe econômica e grupo tarifário, permitindo a aplicação das variáveis de mercado no modelo regulatório e financeiro proposto neste trabalho.

Para apoiar no desenvolvimento da metodologia, também foram utilizados os dados divulgados periodicamente pela ANEEL no mercado de distribuidoras no SAMP (ANEEL, 2021c) bem como os valores das tarifas e mercado parcial nos processos tarifários divulgados no arquivo SPARTA (ANEEL, 2021d).

Com as referências sobre a dinâmica tarifária e de mercado elétrico brasileiro do capítulo III, entendendo a aplicação do tripé regulatório tarifa, mercado e receita, a metodologia do efeito econômico no setor elétrico pela MMGD foi dividido em duas categorias: o impacto no reajuste e revisão tarifária, pelo repasse tarifário ao consumidor, e o impacto na concessionária de distribuição pelo critério de risco de mercado e reduções de receita.

2.1 Efeito sobre o consumidor

O efeito da redução de mercado pela MMGD ao consumidor ocorre nos processos de reajuste tarifário e revisão tarifária. O modelo econômico e regulatório apresentará os resultados considerando os princípios estabelecidos nos processos tarifários brasileiros, que está dividido em RTA e RTP.

Uma vez apresentados as estruturas dos componentes tarifários da RTA e RTP, os efeitos econômicos deste trabalho são indicados na parcela A, parcela B, perdas e encargos, cujo somatório determina o valor total da TUSD. A dinâmica dos efeitos econômicos elencados neste trabalho ocorre por meio da redução de mercado decorrente da migração de usuários para MMGD até o ano de 2030.

Durante o período de reajuste tarifário, essa redução no mercado de MMGD é percebida pela distribuidora, por meio da queda na arrecadação e receita nos itens da parcela A e encargos, que serão repassados para a tarifa dos demais consumidores no período registrado, no sentido de equilibrar essas contas. A única exceção ocorre em concessionárias com contratos antigos, como a Enel Ceará. Neste caso, não há neutralidade para a parcela A, sendo considerado um risco de mercado para a distribuidora (ANEEL, 2021e).

Neste trabalho, o item tarifário perdas refere-se a uma perda comercial que é considerada um risco de mercado para a distribuidora e que não apresenta possibilidade de repasse a outros usuários. A parte de perdas técnicas não foi considerada pela limitação de

estudos a cerca da avaliação econômica e impacto da MMGD em cada área de concessão.

Em relação à parcela B da tarifa, ela remunera a distribuidora e é considerada o componente gerenciável do negócio. Portanto, a distribuidora não recupera esse componente nos anos de reajuste tarifário, mas apenas durante o processo de revisão tarifária. Durante a RTP, a ANEEL reajusta a tarifa para compensar a perda de receita causada pela migração de usuários para MMGD nos últimos anos, o que apoia a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do mercado de distribuição (ANEEL, 2021e).

Na tabela 14, são mostradas as variáveis aplicadas nos processos de reajuste e revisão tarifária, repassadas aos demais usuários e calculadas pela equação (5).

Distribuidoras	**Componentes TUSD**
Enel Goiás	Parcela B + Parcela A + Encargos
Enel Ceará	Parcela B + Encargos
Enel Rio	Parcela B + Parcela A + Encargos

Tabela 14. Componentes da TUSD para cálculo do impacto da MMGD no reajuste e revisão tarifária da concessionária.

Fonte: elaboração própria a partir das informações da ANEEL (2021e).

A equação (5) é responsável por definir a redução de receita da concessionária, por meio da variável $Efeito_{MMDGn}$. Este modelo aplica as tarifas das distribuidoras por grupo tarifário e classe econômica na redução prevista por MMGD na seção 4.1 de análise de mercado.

$$Efeito_{MMGD_n} = \lfloor \sum_B^A parcela\ A_n + \sum_B^A parcela\ B_n + \sum_B^A perdas_n + \sum_B^A encargos_n \rfloor \times \sum_B^A MMGD_n, \quad (5)$$

onde $Efeito_{MMDGn}$ representa a redução financeira do MMGD para a distribuidora no ano n, repassado ao consumidor no reajuste e revisão tarifária, em reais; $\sum^A_B$ parcela A_n representa o valor da TUSD A fixa no ano n , em cada grupo tarifário (A e B), em R$/MWh; $\sum^A_B$ parcela B_n representa o valor da TUSD B fixa no ano n , em cada grupo tarifário (A e B), em R$/MWh; $\sum^A_B$ $perdas_n$ representa o valor da TUSD perdas no ano n, em cada grupo tarifário (A e B), em R$/MWh; $\sum^A_B$ $encargos_n$ representa o valor da TUSD encargos no ano n , em cada grupo tarifário (A e B), em R$/MWh, e $\sum^A_B$ MMGDn representa a redução de mercado por MMGD no ano n , em MWh, para cada grupo tarifário (A e B).

A equação (5) também utiliza as informações tarifárias do arquivo SPARTA ANEEL (2021d). Para projeção tarifária, a premissa macroeconômica futura do boletim Focus do Banco Central do Brasil sobre os índices de inflação IGP-M (Enel Ceará) e IPCA (Enel Rio e Enel Goiás) (BCB, 2021), são verificados na tabela 15.

Distribuidora	Inflação	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enel Goiás	IPCA	4,1%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Enel Ceará	IGP-M	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Enel Rio	IPCA	4,1%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%

Tabela 15. Indicadores inflacionários repassados às tarifas nos reajustes das concessionárias.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do Banco Central do Brasil (2021).

Além disso, os dados das tarifas utilizadas e projetadas estão nas tabelas 16,17 e 18 abaixo.

Grupo Tarifário	TUSD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
B1, B2, B3	Encargos	59,86	69,72	81,48	84,84	87,98	91,06	94,25	97,55	100,97	104,50	108,14	111,94
	Parte A	25,48	38,08	33,38	34,72	36,01	37,30	38,58	39,93	41,33	42,78	44,30	45,81
	Parte B	141,23	147,73	164,64	171,36	177,69	183,90	190,34	197,01	203,95	211,06	218,46	226,07
	Perdas	5,99	6,66	7,00	7,28	7,56	7,78	8,06	8,34	8,68	8,96	9,30	9,58
A4	Encargos	53,65	60,93	70,06	72,97	75,66	78,29	81,03	83,89	86,80	89,82	93,02	96,26
	Perdas	5,21	5,94	6,22	6,50	6,72	6,94	7,22	7,45	7,73	8,01	8,29	8,57

Tabela 16. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) por grupo tarifário e componentes para a Enel Goiás, em R$/MWh.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021d) e Banco Central do Brasil (2021).

Grupo Tarifário	TUSD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
B1, B2, B3	Encargos	27,38	31,81	45,42	47,66	49,56	51,58	53,59	55,72	57,96	60,26	62,66	65,13
	Parte A	22,29	22,79	34,22	35,95	37,35	38,86	40,38	42,00	43,68	45,42	47,21	49,11
	Parte B	172,87	185,42	240,13	252,11	262,19	272,66	283,47	294,78	306,49	318,70	331,41	344,57
	Perdas	11,54	12,04	13,61	14,28	14,84	15,46	16,07	16,69	17,36	18,03	18,76	19,54
A4	Encargos	23,46	26,60	38,25	40,15	41,78	43,40	45,14	46,93	48,83	50,74	52,75	54,88
	Perdas	8,06	8,85	10,64	11,14	11,59	12,10	12,54	13,05	13,55	14,11	14,67	15,23

Tabela 17. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) por grupo tarifário e componentes para a Enel Ceará, em R$/MWh.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021d) e Banco Central do Brasil (2021).

Grupo Tarifário	TUSD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
B1, B2, B3	Encargos	64,62	73,36	85,68	89,21	92,46	95,70	99,06	102,54	106,12	109,82	113,68	117,66
	Parte A	37,80	40,94	65,91	68,66	71,18	73,64	76,22	78,90	81,65	84,50	87,47	90,55
	Parte B	207,42	213,64	224,06	233,24	241,86	250,32	259,11	268,18	277,54	287,28	297,30	307,72
	Perdas	28,67	29,23	31,70	33,04	34,27	35,45	36,68	37,97	39,31	40,66	42,11	43,57
A4	Encargos	57,23	63,00	72,91	75,88	78,68	81,42	84,28	87,25	90,33	93,46	96,71	100,13
	Perdas	23,13	23,69	27,44	28,56	29,62	30,69	31,75	32,87	33,99	35,22	36,46	37,69

Tabela 18. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) por grupo tarifário e componentes para a Enel Rio, em R$/MWh.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021d) e Banco Central do Brasil (2021).

Quando são utilizados apenas os componentes tarifários da tabela 14, determina-se o efeito no reajuste e revisão tarifária repassados aos demais consumidores. Já quando se aplicam os componentes tarifários da próxima seção, por meio da tabela 20, encontra-se os itens responsáveis pela redução da receita que afeta a concessionária.

Além do efeito econômico em reais definido pela equação (5), é importante avaliar a magnitude desse impacto nas tarifas dos consumidores. Assim, por meio da equação (6), foi possível determinar o percentual de redução de receita por MMGD, que será alocado às tarifas durante os processos de revisão e reajuste tarifário aos demais usuários. Nesse sentido, vale destacar que a equação (6) é uma estimativa simplificada apenas para avaliar a contribuição da MMGD no valor do reajuste e revisão das tarifas nos próximos anos.

$$MMGD_{Tar_n} = [\frac{Effect_{MMGD(1)_n}}{VPB(0)_n}/txM_n], \quad (6)$$

onde $MMGD_{Tarn}$ representa o repasse tarifário estimado no ano n, em %;$Efeito_{MMGD(1)}$ nrepresenta a redução da receita de MMGD repassada a outros consumidores no ano n , em reais; VPB $(0)_n$representa o valor da receita da parcela B para o distribuidor no ano n , em R$, e txM_nrepresenta a taxa de crescimento do mercado de MMGD do distribuidor no ano n , em %.

A taxa de crescimento do mercado de MMGD da distribuidora está disponível no na tabela 19. A variável $Efeito_{MMGD(1)}$né obtida da equação (5) e o VPB (0) é calculado usando os dados de mercado disponíveis no arquivo SPARTA da ANEEL (2021d).

Distribuidoras	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enel Rio	95,4%	99,6%	101,7%	103,9%	106,0%	108,3%	117,9%	122,1%	126,5%	131,0%	135,7%
Enel Ceará	99,6%	103,0%	106,3%	109,7%	113,1%	116,7%	120,3%	124,2%	128,2%	132,3%	136,5%
Enel Goiás	101,7%	99,5%	100,9%	105,5%	109,9%	114,8%	119,0%	119,0%	119,0%	119,0%	119,0%

Tabela 19. Taxas de crescimento do mercado de MMGD por distribuidora.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021d) e Banco Central do Brasil (2021).

Além disso, a projeção do VPB (0) pode ser realizada utilizando as equações (7) e (8):

$$VPB\ (0)_n = [(Mercado_n - MMGD_n) \times Parcela\ B_n], \tag{7}$$

$$VPB\ (0)_n = [((Mercado_{n-1} + (Mercado_{n-1} \times tx)) - MMDG_n) \times Parcela\ B_n], \tag{8}$$

onde $Mercado_n$ representa o mercado total por classe de consumo em MWh no ano n ; $Mercado_{n-1}$ representa o mercado total por classe de consumo em MWh no ano n – 1; tx representa a taxa média de crescimento do mercado por classe de consumo nos últimos 5 anos anteriores à pandemia de COVID-19 em %; $MMDG_n$ representa o mercado de MMGD por classe de consumo em MWh no ano n , e Parcela B_n representa o valor da TUSD B no ano n , para cada grupo tarifário (A e B), em R$/MWh.

A tarifa da parcela B representa a remuneração da distribuidora. Logo, as equações 7 e 8 apresentam a receita tarifária da parcela B, que é denominada VPB (0). Na equação (7), é indicado a utilização dos valores da *VPB* (0) realizada e disponíveis na base de dados da ANEEL. Já na equação (8), diz respeito ao cálculo e utilização do *VPB (0)* projetado e este componente considera a redução de mercado por MMGD até 2030.

2.2 Efeito sobre o concessionário

De forma semelhante ao efeito da MMGD ao consumidor, no caso da concessionária também é verificado efeito adverso pela redução da receita, que não pode ser repassada por meio de reajustes e revisões tarifárias ao consumidor. O método de cálculo deste efeito é o mesmo utilizado na Equação (5). As variáveis tarifárias adotadas para aplicação na equação (5) são apresentadas na tabela abaixo para cada distribuidora do grupo Enel.

Distribuidoras	Componentes TUSD
Enel Rio	Parcela B + Perdas
Enel Ceará	Parcela A + Parcela B + Perdas
Enel Goiás	Parcela B + Perdas

Tabela 20. Componentes da TUSD para cálculo do impacto do MMGD na concessionária.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2021e).

Os componentes da parcela B e da parcela A são redefinidos a cada processo de RTP. No período entre cada RTP, a redução de mercado por MMGD é risco da concessionária e é verificado pelo prejuízo financeiro na parcela B. No ano da RTP, a ANEEL reequilibra a receita necessária para a manutenção e operação do negócio via repasse tarifário para outros usuários. Dessa forma, a perda de mercado da distribuidora é repassada aos usuários do mercado regulado nos próximos anos, até que ocorra um novo RTP. Da mesma forma, as perdas são o risco de mercado da distribuidora.

Na visão da concessionária, a equação (9) deste trabalho representa o percentual de redução da receita regulatória do VPB (0) com a inserção da MMGD na área de concessão:

$$i\ (\%)_n = \frac{Effect_{MMGD(2)_n}}{VPB\ (0)_n} - 1, \tag{9}$$

onde i $(\%)_n$ representa o impacto percentual na concessionária no ano n, em %; VPB $(0)_n$ representa o valor da receita da parcela B para a distribuidora no ano n, em reais, e $Efeito_{MMGD(2)n}$ representa a redução da receita MMGD repassada à concessionária no ano n, em reais. Os dados utilizados para calcular o VPB (0) são definidos pelas equações (7) e (8), o efeito do MMGD na concessionária é calculado pela equação (5), por meio das variáveis tarifárias indicadas na tabela 20.

A partir da metodologia proposta neste trabalho, será possível no próximo capítulo apresentar estudo de caso aplicado as distribuidoras do grupo Enel e para isso, o resultado e sua discussão serão apresentados na mesma estrutura da metodologia.

CAPÍTULO V. RESULTADOS E DISCUSSÕES DOS EFEITOS DE MERCADO E ECONÔMICOS DA MMGD NA ÁREA DE CONCESSÃO DO GRUPO ENEL

Para otimizar os resultados deste trabalho, a estrutura deste capítulo está análoga da metodologia, dividida em duas partes, sendo a primeira a análise de mercado e em seguida, os efeitos econômicos da TUSD na área de concessão do grupo Enel.

Primeiramente, do ponto de vista do mercado, o trabalho considerou o cálculo do mercado potencial da MMGD na área de concessão, com a definição das premissas de mercado, a projeção e os cenários para as curvas de capacidade instalada e geração de energia elétrica até 2030.

Em segundo lugar, do ponto de vista econômico, o trabalho apresentou o resultado dos efeitos econômicos da TUSD provacados pela expansão da MMGD na área de concessão, por meio do modelo financeiro de redução de receita que ocorre nos atuais processos de reajuste e revisão tarifária, bem como avaliando os seus respectivos impactos aos consumidores e à concessionária.

1 I ANÁLISE DE MERCADO

A análise de mercado é um passo necessário para aplicar seus resultados no modelo financeiro e regulatório proposto neste trabalho. Inicialmente, foi calculado o mercado potencial total da MMGD para cada concessionária.

A análise do comportamento de consumo dos usuários com MMGD nos últimos 12 meses antes da instalação dos projetos fotovoltaicos determinou um corte médio na base de mercado das distribuidoras. Em seguida, as variáveis microeconômicas também foram aplicadas em relação à situação dos domicílios, que podem afetar o processo de tomada de decisão para instalar um projeto fotovoltaico. A interação dessas variáveis e análises definiram os resultados apresentados na tabela abaixo.

Assim, a tabela 21 indica o mercado potencial para MMGD de cada distribuidora por classe econômica e grupo tarifário.

Setores	Enel Goiás			Enel Ceará			Enel Rio		
	Grupo A	Grupo B	Total	Grupo A	Grupo B	Total	Grupo A	Grupo B	Total
Residencial	3.4	622,4	625,8	1.2	416,8	417,9	5,0	447,8	452,8
Comercial	350,4	530,0	880,4	494,9	427,4	922,3	419,7	430,1	849,8
Industrial	193,4	38,8	232,1	263,3	20,5	283,8	67,1	23.1	90,2
Rural	209,7	554,7	764,4	131,5	272,0	403,5	4.4	48,4	52,8
Total	711,9	1745,9	2.457,8	844,2	1136,6	1980,8	476,9	949,4	1426,3

Tabela 21. Mercado potencial de MMGD para cada distribuidora, em GWh.

O maior potencial de consumo está na Enel Goiás (2,4 TWh), seguida pela Enel Ceará (1,9 TWh) e, por último, pela Enel Rio (1,4 TWh). O potencial está concentrado no grupo de baixa tensão (grupo B) para todas as distribuidoras no setor comercial, seguido pelos setores residencial, rural e industrial.

A tabela 21 revela um baixo potencial do setor industrial brasileiro para MMGD. Esse resultado é coerente porque o setor industrial já possui muitos ativos no mercado livre. Os participantes deste segmento não podem optar pela modalidade MMGD, apenas os usuários do ambiente regulado podem fazer essa escolha.

Ainda sobre os resultados da tabela 21, eles são utilizados na projeção da curva de demanda e assim será possível estimar, no horizonte até 2030, quando será atingido o mercado potencial de MMGD na área de concessão, e sua representação mediante o mercado regulado da concessionária.

Esta informação é relevante do ponto de vista do regulador. Em 2019, a ANEEL (2019) apontou que quando a MMGD alcançar, em média, 10% do mercado cativo da distribuidora, podem ocorrer distorções econômicas na operação das redes elétricas brasileiras.

Nas tabelas 22, 23 e 24, os resultados da projeção de demanda são destacados pelas variáveis capacidade instalada (MW), geração de energia elétrica (GWh) e mercado cativo (GWh). A evolução percentual da curva de expansão da MMGD sobre os mercados cativo e potencial das distribuidoras também é avaliada. E como premissa necessária para estimar o cenário binomial, também foi definido o payback médio estimado para projetos fotovoltaicos.

Os dados são projetados em dois cenários e utilizados na avaliação dos resultados para o caso brasileiro, a partir do modelo financeiro e regulatório proposto nesta tese. Somente para recordar, o primeiro cenário denominado de referência considera a legislação vigente para a MMGD. Já o segundo cenário binomial prevê a introdução da tarifa binômia no mercado de baixa tensão em 2023.

A tabela abaixo apresenta os resultados da análise de demanda da Enel Goiás e representa a distribuidora do grupo Enel com maior capacidade instalada e volume de

MMGD até 2030.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Retorno (anos)	4.6	4,5	4.4	4.2	4.1	4,0	3.9	3.8	3.7	3.6	3,5
Geração (GWh)	303	544	784	1023	1266	1502	1742	1982	2227	2461	2700
Potência Instalada (MW)	262	417	572	727	883	1038	1193	1348	1503	1659	1814
Mercado Cativo (GWh)	14.194	14.540	14.666	14.803	14.948	15.110	15.281	15.463	15.651	15.865	16.085
% Mercado cativo	2,1%	3,7%	5,3%	6,9%	8,5%	9,9%	11,4%	12,8%	14,2%	15,5%	16,8%
% Mercado potencial	12,3%	22,2%	31,9%	41,6%	51,5%	61,1%	70,9%	80,6%	90,6%	100,0%	100,0%
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Retorno (anos)	5.7	5,5	5.4	5.3	5.1	5,0	4,8	4.7	4.6	4,5	4.4
Geração (GWh)	303	544	784	966	1150	1332	1514	1696	1882	2060	2242
Potência Instalada (MW)	262	417	572	690	808	927	1045	1163	1281	1399	1517
Mercado Cativo (GWh)	14.194	14.540	14.666	14.864	15.072	15.296	15.530	15.778	16.035	16.314	16.603
% Mercado cativo	2,1%	3,7%	5,3%	6,5%	7,6%	8,7%	9,7%	10,7%	11,7%	12,6%	13,5%
% Mercado potencial	12,3%	22,2%	31,9%	39,3%	46,8%	54,2%	61,6%	69,0%	76,6%	83,8%	91,2%

Tabela 22. Análise de mercado da MMGD na Enel Goiás.

No cenário de referência, o mercado potencial previsto é de 2,4 TWh (vide tabela 21) em 2029, representando 15,5 % do mercado cativo. No cenário binomial, 91,2% do mercado potencial previsto está em 2030, equivalente a 13,5% do mercado cativo.

No caso da Enel Ceará, a tabela abaixo mostra os seus resultados para a análise de mercado e representa a segunda distribuidora do grupo Enel com maior capacidade instalada e volume de MMGD até 2030.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Retorno (anos)	5.2	5.1	4.9	4,8	4.7	4.6	4,5	4.3	4.2	4.1	4,0
Geração (GWh)	217	394	599	782	968	1149	1333	1516	1704	1883	2067
Potência Instalada (MW)	175	281	385	451	517	583	649	716	782	849	916
Mercado Cativo (GWh)	12.159	11.888	11.936	11.994	12.058	12.128	12.199	12.272	12.344	12.425	12.507
% Mercado cativo	1,8%	3,3%	5,0%	6,5%	8,0%	9,5%	10,9%	12,4%	13,8%	15,2%	16,5%
% Mercado potencial	10,9%	19,9%	30,2%	39,5%	48,9%	58,0%	67,3%	76,5%	86,0%	95,1%	100,0%
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Retorno (anos)	5.2	5.1	4.9	6.6	6.4	6.2	6.1	5.9	5,8	5.6	5,5

Geração (GWh)	217	394	599	715	833	947	1064	1181	1301	1416	1533
Potência Instalada (MW)	175	281	385	451	517	583	649	716	782	849	916
Mercado Cativo (GWh)	12.159	11.888	11.936	12.050	12.183	12.322	12.464	12.608	12.754	12.908	13.065
% Mercado cativo	1,8%	3,3%	5,0%	5,9%	6,8%	7,7%	8,5%	9,4%	10,2%	11,0%	11,7%
% Mercado potencial	10,9%	19,9%	30,2%	36,1%	42,0%	47,8%	53,7%	59,6%	65,7%	71,5%	77,4%

Tabela 23. Análise de mercado da MMGD na Enel Ceará.

O cenário de referência atinge 100% do mercado potencial previsto de 1,9 TWh (vide Tabela 21) em 2030, o que representa 16,5% do seu mercado cativo. O cenário binomial atinge 77,4% do mercado potencial previsto em 2030, equivalente a 11,7% do mercado cativo esperado da distribuidora.

Para o caso da Enel Rio, a tabela a seguir contempla os resultados da análise de mercado da distribuidora. Nesse sentido, cabe destacar que é o menor mercado cativo do grupo Enel, o que aumenta a concentração relativa de MMGDs nessa área.

Cenário Referência	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Retorno (anos)	4.2	4,0	3.9	3.8	3.7	3.6	3,5	3,5	3.4	3.3	3.2
Geração (GWh)	107	235	393	550	710	865	1022	1180	1341	1495	1652
Potência Instalada (MW)	109	216	328	439	551	662	774	885	997	1.108	1.220
Mercado Cativo (GWh)	11.490	11.149	10.916	10.689	10.464	10.248	10.034	9825	9616	9419	9222
% Mercado cativo	0,9%	2,1%	3,6%	5,1%	6,8%	8,4%	10,2%	12,0%	13,9%	15,9%	17,9%
% Mercado potencial	7,5%	16,5%	27,5%	38,6%	49,8%	60,7%	71,7%	82,7%	94,0%	100,0%	100,0%
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Retorno (anos)	4.2	4,0	3.9	5,0	4,8	4.7	4.6	4,5	4.4	4.3	4.2
Geração (GWh)	107	235	393	504	616	726	837	948	1062	1170	1281
Potência Instalada (MW)	109	216	328	407	485	564	643	721	800	879	957
Mercado Cativo (GWh)	11.490	11.149	10.916	10.735	10.557	10.385	10.216	10.051	9887	9732	9577
% Mercado cativo	0,9%	2,1%	3,6%	4,7%	5,8%	7,0%	8,2%	9,4%	10,7%	12,0%	13,4%
% Mercado potencial	7,5%	16,5%	27,5%	35,3%	43,2%	50,9%	58,7%	66,5%	74,4%	82,0%	89,8%

Tabela 24. Análise de mercado da MMGD na Enel Rio.

O cenário de referência atinge o mercado potencial previsto de 1,4 TWh (ver Tabela 21) em 2029, equivalente a 15,9% do mercado cativo esperado da distribuidora. O cenário binomial mostra que atinge 89% do mercado potencial previsto em 2030, o que representa 13,4% do mercado cativo.

Sobre as principais discussões desses resultados da avaliação de mercado da MMGD, deve-se ressaltar que apesar do cenário binomial aumentar o *payback* dos projetos fotovoltaicos, os investimentos em MMGD continuam atrativos para os consumidores e devem continuar em franca expansão no horizonte até 2030.

O resultado da análise de mercado deste trabalho também indica que no horizonte até 2030, as distribuidoras do grupo Enel poderão atingir o mercado potencial total para MMGD e poderão ultrapassar a marca de 10% do mercado cativo na área de concessão.

Cabe ressaltar que o restante do mercado cativo continuará utilizando a energia distribuída pelas redes da concessionária, assim como a atual expansão da MMGD continuará a precisar da estrutura eficiente da rede, no sentindo de continuar podendo usufruir dos benefícios do sistema de compensação da tecnologia.

Portanto, de forma a orientar o planejamento das redes de forma mais diversificada, eficiente e equitativa a todos os usuários, torna-se condição necessária a avaliação desses cenários, mediante a proposta de modelo financeiro e regulatório desenvolvido neste trabalho para o caso brasileiro.

2 I EFEITOS ECONÔMICOS DA TUSD

Nesta seção são consolidados os resultados integrados dos efeitos econômicos da TUSD pela MMGD, mediante a aplicação dos dados elaborados na análise de mercado, que serão utilizados pelo modelo financeiro e regulatório proposto nesta tese. Ressalta-se, mais uma vez, que a metodologia proposta no capítulo IV é aplicada seguindo as diretrizes regulatórias da ANEEL, que são adotadas nos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras brasileiras (ANEEL, 2021e).

Assim, os efeitos nas concessionárias de distribuição de energia elétrica são divididos em redução de mercado por MMGD, repassado via reajuste e revisão tarifária para os usuários, bem como a redução de receita para as concessionárias.

2.1 Efeito sobre o consumidor

Como indicado, este tópico mostra os resultados do modelo econômico e regulatório na perspectiva do consumidor. As tabelas 25 a 27 mostram os valores monetários repassados aos consumidores até 2030, com base nos componentes tarifários da TUSD utilizados pela regulação econômica brasileira.

Os cenários de referência e binomial permitem analisar como a introdução da tarifa binômia poderá reduzir o impacto negativo para outros usuários que não possuem MMGD.

No caso da Enel Goiás e Enel Rio, as condições contratuais são semelhantes na

parcela A e encargos, sendo esses componentes repassados retroativamente durante os reajustes tarifários anuais. Por outro lado, a parcela B só é revisitada nas revisões tarifárias a cada cinco anos (ou seja, em 2023 e depois em 2028).

No caso da Enel Ceará, a condição contratual é diferente, pois não há neutralidade tarifária da parcela A. Portanto, apenas os encargos são repassados retroativamente nos reajustes tarifários anuais. No caso da parcela B e parcela A, essas componentes são reequilibradas durante as revisões tarifárias a cada quatro anos (ou seja, a próxima em 2023 e depois em 2027).

Na tabela abaixo, são indicados os efeitos econômicos na área de concessão da Enel Goiás. A concessionária tem o maior potencial de MMGD e, consequentemente, o impacto econômico mais significativo que será repassado às tarifas dos usuários até 2030.

Cenário Referência	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	0	3	9	6	7	8	8	8	9	10	10	78
(2) Parcela B	–	–	–	87	–	–	–	–	201	–	–	288
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	17	37	62	86	111	137	165	195	228	261	1.300
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	2	20	46	155	93	119	145	174	405	238	272	1.667
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	0	3	9	6	6	6	6	7	7	8	8	65
(2) Parcela B	–	–	–	87	–	–	–	–	73	–	–	161
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	17	37	62	81	100	115	143	166	192	218	1.132
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	2	20	46	155	86	106	122	150	247	199	226	1.358
ΔCenários	–	–	–	–	7	12	24	24	158	38	46	309

Tabela 25. Efeitos econômicos da TUSD ao consumidor pela expansão da MMGD na Enel Goiás, em milhões de reais.

No cenário de referência, espera-se que mais de R$ 1,6 bilhões sejam repassados em reajustes e revisões tarifárias até 2030. No entanto, a adoção de tarifas binomiais em 2023 poderia evitar a realocação de R$ 309 milhões em tarifas ao consumidor.

Já para a Enel Ceará, a tabela abaixo mostra o resultado para a concessão. A empresa representa o segundo maior potencial de mercado para MMGD, mas com os menores impactos econômicos. Isso acontece porque, excepcionalmente, a parcela A é também risco de mercado da concessionária.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	∑2020–2030
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	–	–	–	95	–	–	–	225	–	–	–	319
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	6	16	27	36	47	58	70	83	97	111	554
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	2	6	16	122	36	47	58	295	83	97	111	874
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	–	–	–	95	–	–	–	73	–	–	–	167
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	6	16	27	33	40	48	56	64	74	84	451
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	2	6	16	122	33	40	48	128	64	74	84	618
ΔCenários	–	–	–	–	3	7	10	166	18	23	28	255

Tabela 26. Efeitos econômicos da TUSD ao consumidor pela expansão da MMGD na Enel Ceará, em milhões de reais.

No cenário de referência, espera-se que R$ 874 milhões sejam repassados por meio de reajustes e revisões tarifárias até 2030. A adoção de tarifas binomiais até 2023 pode evitar o repasse de R$ 255 milhões em tarifas ao consumidor.

No caso da Enel Rio, a tabela a seguir indica os resultados da distribuidora, que possui o menor mercado potencial para MMGD e um alto efeito sobre os demais consumidores devido às suas altas tarifas.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	∑2020–2030
(1) Parcela A	1	3	8	10	10	11	11	12	13	14	15	108
(2) Parcela B	–	–	–	74	–	–	–	–	195	–	–	269
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	7	19	34	49	66	83	102	122	143	165	792
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	3	10	27	118	59	77	95	114	330	157	179	1.170
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	1	3	8	10	7	8	8	9	10	10	11	85
(2) Parcela B	–	–	–	74	–	–	–	–	66	–	–	140
(3) Perdas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Encargos	2	7	19	34	45	57	70	83	97	113	129	658

TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	3	10	27	118	53	65	78	92	172	123	139	882
ΔCenários	–	–	–	–	7	12	16	22	157	34	40	288

Tabela 27. Efeitos econômicos da TUSD ao consumidor pela expansão da MMGD na Enel Rio, em milhões de reais.

No cenário de referência, espera-se que mais de R$ 1,1 milhões sejam repassados via reajustes e revisões tarifárias até 2030. No entanto, a adoção de tarifas binomiais até 2023 poderia evitar o repasse de R$ 288 milhões em tarifas ao consumidor.

As tabelas acima mostram que a correlação entre a expansão da demanda por MMGD e os efeitos econômicos nas áreas de concessão não é trivial. No caso da Enel Goiás, a correlação é positiva. A empresa tem o maior potencial tecnológico e o impacto econômico mais significativo em reajustes e revisões tarifárias. No entanto, não é possível ter o mesmo resultado no caso da Enel Ceará e da Enel Rio. A Enel Ceará tem a segunda maior curva de demanda e o menor impacto econômico, e de forma semelhante na distribuidora do Rio.

Com esses exemplos, podem ser evidenciados como os resultados deste estudo são guiados pelas regras de regulação econômica e características específicas das áreas de concessão, por meio da avaliação dos efeitos de mercado e resultados financeiros.

Caso seja somado os efeitos das distribuidoras do Grupo Enel, somente as três empresas analisadas representam mais de R$ 3,7 bilhões em reajustes e revisões tarifárias para consumidores brasileiros até 2030. Com a introdução das tarifas binomiais, pode haver uma redução estimada de R$ 851 milhões para os demais usuários.

No sentido de estimar o repasse dos efeitos econômicos da TUSD para as tarifas dos demais usuários, a tabela 28 analisa essa perspectiva. Contudo, deve-se ter em mente que as revisões tarifárias das distribuidoras Enel Goiás e Enel Rio ocorrerão em 2023 e 2028, ou seja, a cada cinco anos. A revisão tarifária da Enel Ceará acontecerá em 2023 e posteriormente em 2027, ou seja, a cada quatro anos. Nos demais anos, os reajustes tarifários ocorrem para todas as distribuidoras.

Distribuidor	Cenário	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enel Goiás	Referência	0,1%	1,2%	2,6%	9,4%	4,6%	5,3%	5,7%	6,8%	15,6%	7,9%	8,6%
	Binomial					2,8%	3,5%	4,1%	4,9%	10,8%	5,9%	6,6%
Enel Ceará	Referência	0,1%	0,4%	0,9%	7,4%	2,0%	2,4%	2,9%	14,0%	3,8%	3,8%	4,1%
	Binomial					1,8%	2,0%	2,2%	5,6%	2,6%	2,7%	2,8%
Enel Rio	Referência	0,2%	0,6%	1,5%	6,5%	3,2%	4,0%	4,5%	5,2%	12,6%	6,6%	7,3%
	Binomial					2,8%	3,3%	3,6%	4,1%	7,4%	5,0%	5,4%

Tabela 28. Estimativa de repasse aos consumidores dos efeitos econômicos da TUSD pela expansão da MMGD nos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras, em %.

No cenário referência, a revisão tarifária de 2028 da Enel Goiás e Enel Rio poderiam aumentar as tarifas em 15,6% e 12,6%, respectivamente. Em 2027, o processo de revisão da Enel Ceará poderia aumentar as tarifas em 14%, simplesmente devido aos efeitos econômicos da expansão por MMGD.

No cenário binomial, analisando os mesmos períodos de revisão tarifária, a Enel Goiás e a Enel Rio aumentam as tarifas em 10,8% e 7,4%, respectivamente. A Enel Ceará aumentaria as tarifas em apenas 5,6%.

As variações entre os dois cenários podem ser explicadas pela participação dos componentes tarifários no efeito total. No cenário referência, a parcela A representa 5%, a parcela B representa 24% e os encargos 71% dos efeitos transferidos aos demais usuários. Já no cenário binomial, a parcela A, a parcela B e os encargos representam 5%, 16% e 78%, respectivamente.

Assim, como principal resultado destaca-se que apesar da introdução do pagamento de componente fixo por meio da tarifa binômia, verifica-se a persistência de conflitos econômicos ao consumidor, pois o componente tarifário encargos é o principal problema de transferência da TUSD aos usuários que não possuem MMGD.

2.2 Efeito sobre o concessionário

Na ótica da concessionária, os efeitos econômicos da TUSD são ocasionados pelos riscos de mercado existentes no atual modelo tarifário para as concessionárias.

Nesse sentido, a distribuidora acumula o efeito negativo da redução de mercado pela MMGD nos componentes da parcela B e perdas até o ano da revisão tarifária pelas empresas. Isso ocorre porque a distribuidora assume riscos de mercado até o ano da revisão tarifária. Quando esse período chega, a ANEEL concede uma tarifa maior ou menor que garante o equilíbrio econômico-financeiro da receita necessária para a operação das distribuidoras no próximo ciclo tarifário. A tabela 29 mostra o efeito na concessionária Enel Goiás até 2030.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	∑2020–2030
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	25	52	87	35	73	113	156	201	49	99	153	1.045
(3) Perdas	0	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	22
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	25	54	89	38	76	115	158	203	52	102	157	1.068
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	25	52	87	28	30	35	40	45	6	11	17	377
(3) Perdas	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	15
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	26	53	88	29	31	36	41	47	7	13	20	392
Δ Cenários	–	–	–	8	44	79	116	156	44	89	137	675

Tabela 29. Efeitos econômicos da TUSD ao concessionário pela expansão da MMGD na Enel Goiás, em milhões de reais.

No cenário de referência, há uma redução de, aproximadamente, R$ 1 bilhão na receita da Enel Goiás. Com a adoção das tarifas binomiais em 2023, o grupo Enel espera um benefício de R$ 675 milhões.

A tabela 30 estima o efeito econômico na distribuidora Enel Ceará. Na Enel Ceará, o efeito é um pouco mais significativo para a concessionária porque a parte A não é repassada aos consumidores, o que é um risco de mercado para os acionistas da empresa.

Cenário Referência	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	1	2	6	5	5	6	6	7	7	8	8	62
(2) Parcela B	22	53	95	39	81	125	173	225	56	114	177	207.1
(3) Perdas	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	28
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	24	58	103	46	88	134	182	234	67	125	189	1.249
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	1	2	5	6	4	4	4	4	5	6	6	8.2
(2) Parcela B	21	53	95	26	54	60	66	73	7	13	21	489
(3) Perdas	2	2	3	2	2	2	2	3	3	3	3	27
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	24	58	103	34	60	66	73	80	15	22	30	562
ΔCenários	–	–	–	12	29	67	109	155	52	104	160	688

Tabela 30. Efeitos econômicos da TUSD ao concessionário pela expansão da MMGD na Enel Ceará, em milhões de reais.

No cenário de referência, a Enel Ceará estima a redução da receita em R$ 1,2 bilhões. Com a precificação binomial, poderia minimizar o impacto para o grupo Enel em R$ 688 milhões.

No caso da Enel Rio, a tabela abaixo também apresenta o efeito econômico da TUSD pela expansão da MMGD ao concessionário de energia elétrica.

Cenário Referência	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	∑2020–2030
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	19	42	74	34	71	110	151	195	48	97	150	992
(3) Perdas	2	4	6	6	6	6	7	7	8	8	9	69
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	21	46	80	40	77	116	158	203	56	105	158	1.061
Cenário Binomial	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**∑2020–2030**
(1) Parcela A	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(2) Parcela B	19	42	74	25	52	57	61	66	5	10	15	425
(3) Perdas	2	4	6	4	4	4	5	6	6	6	6	53
(4) Encargos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	21	46	80	29	57	61	66	71	11	16	22	478
ΔCenários	–	–	–	11	21	55	92	132	45	89	137	583

Tabela 31. Efeitos econômicos da TUSD ao concessionário pela expansão da MMGD na Enel Rio, em milhões de reais.

No cenário referência, a Enel Rio acumula uma redução de receita para a concessionária de R$ 1 bilhão, em contrapartida no cenário binomial a redução é menor e alcança o patamar de R$ 478 milhões até 2030. Logo, a política de precificação binomial pode agregar um retorno potencial de R$ 583 milhões para a distribuidora.

A partir dos resultados das tabelas 29 a 31, pode-se sinalizar que o benefício da precificação binomial para a distribuidora de energia elétrica depende da proporção da parcela B na TUSD. Em média, 95% do impacto negativo nos resultados das empresas são oriundos da parcela B, portanto há um potencial benefício maior para a concessionária com a adoção da tarifa binômia.

No cenário referência, as três empresas do grupo acumulam juntas resultado negativo estimado de R$ 3,4 bilhões. Com o cenário tarifário binomial em 2023, esse efeito negativo é de R$ 1,4 bilhões e proporciona um benefício financeiro ao grupo Enel estimado de R$ 2 bilhões.

Na tabela abaixo, pode-se entender a dinâmica da análise, por meio do comportamento da receita da parcela B tarifária, que é responsável pela remuneração regulatória das distribuidoras até 2030.

Concessionária	Cenário	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enel Goiás	Referência	1.618	1.758	1.562	1.686	1.719	1.753	1.781	1.814	2.050	2.089	2.128
	Binomial				1.702	1.781	1.859	1.938	2.027	2.162	2.257	2.363
Enel Ceará	Referência	1.579	1.719	1.495	1.624	1.646	1.669	1.691	1.708	1.954	1.971	1.994
	Binomial				1.646	1.697	1.770	1.848	1.932	2.089	2.178	2.274
Enel Rio	Referência	1.826	1.837	1.753	1.770	1.775	1.786	1.792	1.798	1.803	1.809	1.814
	Binomial				1.775	1.798	1.814	1.837	1.854	1.876	1.893	1.915

Tabela 32. Receita projetada da Parcela B - VPB (0), em milhões de reais.

Apesar do cenário de referência apresentar perdas financeiras mais significativas para a concessionária devido à redução do mercado, há um aumento da receita das distribuidoras ao longo de todo o horizonte. Isso é explicado porque apenas uma parte dos consumidores migrarão para o sistema de compensação. Conforme estimado pela tabela 21, existe um mercado potencial que não representa todo o mercado cativo da distribuidora para a tecnologia MMGD com *netmetering*.

A tabela 32 também mostra que a tarifa binomial poderá recuperar a receita na expansão do mercado de MMGD pelas distribuidoras brasileiras. E a partir dessas informações, é interessante estimar a representatividade dos efeitos econômicos da TUSD ao concessionário, frente a capacidade de receita regulatória da parcela B nas distribuidoras do grupo Enel, como é observado na tabela abaixo.

Concessionária	Cenário	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enel Goiás	Referência	1,7%	3,1%	5,7%	2,2%	4,4%	6,6%	8,9%	11,2%	2,5%	4,9%	7,4%
	Binomial				1,7%	1,7%	1,9%	2,1%	2,3%	0,3%	0,6%	0,8%
Enel Ceará	Referência	1,5%	3,3%	6,9%	2,9%	5,4%	8,0%	10,8%	13,7%	3,5%	6,4%	9,5%
	Binomial				2,1%	3,5%	3,7%	3,9%	4,1%	0,7%	1,0%	1,3%
Enel Rio	Referência	1,2%	2,5%	4,5%	2,3%	4,4%	6,5%	8,8%	11,3%	3,1%	5,8%	8,8%
	Binomial				1,6%	3,1%	3,4%	3,6%	3,8%	0,6%	0,8%	1,1%

Tabela 33. Estimativa da redução de receita pela expansão da MMGD sobre a receita regulatória da Parcela B (VPB 0) nas distribuidoras da Enel, em %.

Em 2027, no cenário de referência, as distribuidoras Enel Goiás, Enel Ceará e Enel Rio acumulam perdas financeiras de 11,2%, 13,7% e 11,3%, respectivamente. No cenário binomial, esses valores são muito menores e o resultado é 2,3%, 4,1% e 3,9%, respectivamente.

Uma comparação entre os resultados da política de preços de tarifação binômia ao consumidor e a concessionária é apresentada na tabela 34. Enquanto o consumidor pode usufruir de um benefício de R$ 852 milhões, a concessionária alavanca o dobro desse benefício em um valor superior a R$ 1,9 bilhões. Ao consumidor é garantido apenas 31%,

enquanto a concessionária fica com 69% do benefício total estimado.

Δ Cenários = Referência – Binomial	**Consumidor**	**Concessionário**
(1) Parcela A	37,0	16,2
(2) Parcela B	409,4	1.906,2
(3) Perdas	–	23,5
(4) Encargos	406,6	–
TUSD = (1) + (2) + (3) + (4)	852,9	1.946,0

Tabela 34. Benefícios estimados da tarifa binomial no grupo Enel até 2030, em milhões de reais.

No cenário de referência, considerando o efeito econômico total da TUSD provacado pela expansão da MMGD, tanto ao consumidor e quanto a concessionária, o valor estimado foi de R$ 6,8 bilhões sendo 53% destinado ao usuário final e 47% aos acionistas da distribuidora.

Ao realizar a mesma análise do resultado no cenário binomial, o impacto econômico total é de R$ 4,3 bilhões. Entretanto, 67% desse valor é destinado ao consumidor e apenas 33% à concessionária distribuidora de energia elétrica.

E assim, um dos resultados intrínsecos desta tese de doutorado está na alocação dos efeitos a partir da proposta de tarifa binômia. Apesar de resolver o problema da remuneração da distribuidora, com a cobrança de um componente fixo, persiste o contínuo repasse de ônus aos usuários em outros componentes tarifários, como os encargos.

CONCLUSÃO

De acordo com a experiência internacional, verificou-se que a expansão dos recursos energéticos distribuídos será ainda maior nos próximos anos e a inclusão de prossumidores nas redes elétricas já é uma realidade global. Sabendo disso, pode-se dizer que o mundo está passando por uma transição energética no setor elétrico, que inclui uma alteração do paradigma *top-down* de planejamento das redes elétricas, rumo a uma operação cada vez mais *bottow-up*, por meio da expansão dos REDs nos sistemas elétricos dos países.

Para orientar esse processo, o capítulo I analisou os principais fundamentos e boas práticas de instrumentos econômicos e regulatórios que devem ser difundidos, de forma a maximizar os benefícios das tecnologias descentralizadas, com maior eficiência operativa, sustentabilidade financeira e igualdade social. Dentre os instrumentos citados, são apontados a correta sinalização de preços e encargos, por meio da retirada de subsídios das políticas energéticas da parte volumétrica das tarifas, a introdução de novas modalidades tarifárias como a horosazonal e binômia, o estabelecimento de sinais locacionais para entrada dos recursos distribuídos em determinada parte da rede elétrica e o adequado custo reflexibilidade da operação da distribuição, sinalizando a devida remuneração pelo uso das redes elétricas aos usuários.

E ainda sobre os resultados do capítulo I, foi construída uma tabela que contempla a descrição de todos os instrumentos econômicos propostos, com seu objetivo e justificativa de implementação pelos reguladores do setor elétrico.

A partir disso, o Capítulo II iniciou o processo de análise das experiências internacionais, por meio da seleção de países que também adotaram o sistema de compensação *netmetering* e já iniciaram processos de revisão regulatória, no sentido de acomodar as novas tecnologias e internalizar os seus benefícios, especialmente da MMGD fotovoltaica. No caso dos países selecionados, verificou-se que quando foi introduzido esse sistema de compensação, a tarifa foi alterada de monômia para binômia, remunerando o uso da rede por uma componente fixa. Ainda em alguns estados americanos, foi inserida a tarifa horosazonal, responsável por valorar adequadamente o uso da energia ao longo do dia e os atributos fornecidos por cada fonte. Também ressalta- se a revisão de encargos por todos os países analisados.

Para avaliar a comparação das mudanças regulatórias entre os países selecionados, ao final do capítulo II foi inserida uma tabela comparativa com 13 propostas de instrumentos econômicos e indicação da adoção por cada país. Na média internacional, os países já implementaram 11 novas medidas regulatórias, enquanto o Brasil possui apenas 2 incipientes.

No Brasil, desde a criação da Resolução Normativa nº 482, a expansão da demanda por MMGD já ultrapassou a marca de 10 GW em 2021 (ANEEL, 2021a). Logo, torna-se imprescindível avaliar a expansão desse mercado nos próximos anos, por meio de variáveis

econômicas e regulatórias específicas ao caso brasileiro, pois ao realizar este trabalho, notou-se a ausência de estudos que avaliem esse aspecto no âmbito dos procedimentos de reajuste e revisão tarifária da ANEEL.

Dessa forma, o modelo financeiro e regulatório deste trabalho simulou o resultado para as distribuidoras do Grupo Enel, como estudo de caso aplicado. Entre os resultados, pode-se dizer que o componente tarifário da parcela B afeta 95% da redução de receita da concessionária pela expansão da MMGD no país, que é responsável pela manutenção e operação da concessionária. Os demais consumidores, por sua vez, são afetados pelo componente tarifário encargos, em aproximadamente 70%, que é repassado nos reajustes tarifários anuais.

No cenário de referência, verificou-se um efeito negativo nas distribuidoras do Grupo Enel de R$ 6,7 bilhões até 2030, onde 52% são repassados para outros usuários em reajustes e revisões tarifárias, enquanto os 48% restantes contribuem para reduções na receita da concessionária. No cenário binomial, há redução desse efeito negativo, e atinge o valor de R$ 4,3 bilhões até 2030, em que 67% são repassados aos consumidores em reajustes e revisões tarifárias e o impacto residual de 33% na receita das distribuidoras do Grupo Enel Brasil.

Do ponto de vista da regulação econômica, pode-se sugerir que o pagamento de tarifa binômia não é condição suficiente para resolver o problema de alocação dos efeitos econômicos da TUSD. Apesar da introdução de componente fixo que remunere a operação da distribuidora, enquanto existir a cobrança de encargos por meio de componente volumétrico da tarifa, pode-se entender que, majoritariamente, as concessionárias serão beneficiadas por essa política.

Em linha com as diretrizes apontadas no Capítulo I, o setor elétrico brasileiro necessita estabelecer políticas que sinalizem corretamente os benefícios da MMGD, por meio do sistema eficiente de tarifa e encargos. O Brasil possui altos encargos na composição de seu modelo tarifário e, consequentemente, a solução do ponto de vista do consumidor está associada à revisão das políticas de subsídios e, consequentemente, a definição de cobrança fixa que não esteja atrelada ao consumo de todos os usuários.

Na análise do componente tarifário parcela B nas distribuidoras, deve-se ressaltar que a aplicação da atual regulação econômico-financeira penaliza distribuidoras e consumidores duplamente pelo mesmo resultado de efeito econômico. Isso ocorre porque a perda de mercado nos anos entre revisões tarifárias é vista como risco de mercado da distribuidora, sendo esse efeito não repassado aos demais consumidores nos reajustes tarifários. Logo, as concessionárias acumulam reduções de receita da parcela B até a próxima revisão tarifária, onde a ANEEL restabelece o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Nesse período, o regulador ajusta as tarifas ao nível necessário à manutenção do serviço de distribuição e considera as condições do novo mercado. Na ótica da distribuidora, não há garantia de recuperação futura de receita perdida no passado. Do ponto de vista

do consumidor, os reguladores repassam esse efeito nas tarifas futuras dos usuários da rede. Este fato implica em duplo efeito econômico devido ao mesmo componente tarifário para consumidores e distribuidores, o que indica um instrumento econômico ineficiente na atual regulação.

O resultado desse estudo está em consonância com o cenário internacional, onde os países que investem no desenvolvimento tecnológico do setor elétrico não utilizam mais o tipo de tarifa monômia, por exemplo. Assim, de forma semelhante ao ocorrido nas experiências internacionais, o atual modelo tarifário brasileiro está obsoleto para acomodar as políticas de incentivo às novas tecnologias.

O estudo conclui que não há eficiência no faturamento do mercado brasileiro com alta inserção de MMGD por meio de taxas monomiais. Esse tipo de tarifa, juntamente com uma alta participação de encargos setoriais, não sinaliza as necessidades da distribuidora e não capta o comportamento do prossumidor conectado à rede elétrica.

Outro ponto a destacar é a modernização das estruturas de medição e a gestão eficiente das informações dos clientes. O Brasil ainda conta com obsoleto parque de medição, frente aos países selecionados neste trabalho.

Além da necessária modernização tarifária, também há outras formas de incentivar a expansão eficiente da MMGD. Uma delas diz respeito a remuneração e reconhecimento da base de ativos, o modelo regulatório brasileiro precisa ser adaptado para considerar os investimentos em REDs nas redes elétricas como solução para postergação de investimentos. No quadro normativo atual, há uma necessidade de investimento em CAPEX para aumento da remuneração regulatória pela taxa WACC, o que pode desincentivar os investimentos nas novas tecnologias pelas distribuidoras.

Apesar de todos os resultados e benefícios deste trabalho, há limitações na aplicação da metodologia e escopo do estudo. Como exemplo, destaca-se que a projeção não considerou a expansão de outras opções tecnológicas como REDs, não avaliou os efeitos da sobrecontratação involuntária ocasionada pela massiva entrada de MMGD, o impacto da MMGD nas perdas técnicas, bem como a avaliação de custos e benefícios de operação das redes elétricas com os recursos fotovoltaicos distribuídos.

Esses temas podem ser trabalhos futuros e requerem o desenvolvimento de outros modelos regulatórios e informações internas das distribuidoras, como avaliação da base de ativos, efeitos da tecnologia nas perdas técnicas e mecanismos regulatórios de sobrecontratação.

Em relação a outros recursos energéticos distribuídos, o modelo proposto neste trabalho pode ser adaptado e replicado, sendo utilizado como referência na avaliação de cenários de expansão e dos efeitos econômicos de outros REDs nas redes elétricas.

Sobre a análise de mercado nas áreas de concessão, pode-se concluir que, com base na estimativa do mercado potencial de cada distribuidora, no cenário de referência, a MMGD representará entre 15% e 20% do mercado cativo das concessionárias. No cenário

binomial, esse valor continua a se expandir, mas é um pouco menor, entre 10% e 15% do mercado cativo. Essa informação é relevante para correlacionar com a evolução da receita da distribuidora até 2030, que mesmo no cenário de referência continuará em expansão. Isso indica que a maior parte dos consumidores permanecerá no mercado regulado das empresas. Assim, torna-se imprescindível a equalização dos custos sociais das redes elétricas aos demais usuários.

A pandemia de COVID-19 reforçou o fato dos lares terem sido transformados em locais multiusos, aumentando a dependência global dos serviços de eletricidade e conectividade à distribuidora de forma mais interativa. A digitalização do setor elétrico permite à população o acesso a tecnologias que promovem a eficiência energética, previsibilidade de preços, opções de fornecimento de energia, visualização tarifária e escolha do melhor serviço. Essa digitalização também dedica esforços na mitigação das mudanças climáticas. A definição de uma política pública estruturada voltada para a efetiva modernização da infraestrutura e regulação é, portanto, urgente e essencial para a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro na próxima década.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR). **Benefícios da Geração Distribuída**. Informações do site, São Paulo, 2021. Disponível em: <www.absolar.org.br>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ABSOLAR (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR). **Contribuições referentes** à Consulta **Pública do MME nº 129/2022.** Nota técnica, São Paulo, 2022.

AER (AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR). **State of the Energy Market 2015.** The Australian Competition and Consumer Commission, 2015. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2020 15%20%28A4%20format%29%20%E2%80%93%20last%20updated%204%20Februar y%202016.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

AER (AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR). **Tariff Structure Statement proposals: Victorian Electricity Distribution Providers.** Final Decision, The Australian Competition and Consumer Commission, 2016. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/system/files/Amended%20-%20AER%20- %20Final%20decision%20-%20Victorian%20distribution%20businesses%20- %20Tariff%20Structure%20Statement%202017-20%20-%20clean_0.pdf>.Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANCIAUX, S. **Promotion in Belgium.** Website Information: Legal sources on renewable energy, 2019. Disponível em: <http://www.res-legal.eu/search-by- country/belgium/tools-list/c/belgium/s/res-e/t/promotion/sum/108/lpid/107/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Informações da ANEEL das Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.** Centro de Documentação (CEDOC) da ANEEL, Brasília, Brasil, 2021a. Disponível em: < https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao- distribuida>. Acessado em 21 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária.** Centro de Documentação (CEDOC) da ANEEL, Brasília, Brasil, 2021e. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, revoga as Resoluções Normativas nº 395, de 15 de dezembro de 2009; nº 424, de 17 de dezembro de 2010; nº 432, de 5 de abril de 2011b e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, v. 159, n. 235, 15.12.2021, seção 1, p. 5.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Centro de Documentação (CEDOC) da ANEEL, Brasília, Brazil, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Centro de Documentação (CEDOC) da ANEEL, Brasília, Brasil, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012.** Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 0078/2019- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Centro de Documentação (CEDOC) da ANEEL, Brasília, Brasil, 2019.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica**. Informações de Reajuste e Revisão Tarifária, Brasília, 2021c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **SPARTA - Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários Anuais.** Informações de Reajuste e Revisão Tarifária, Brasília, 2021d. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

BCB (BANCO CENTRAL DO BRASIL). **Boletim Focus**. Market Report and Market Expectations, Banco Central do Brasil, Brasília, Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

BERKELEY LAB (LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY). **Putting the Potential Rate Impacts of Distributed Solar into Context**. University of California, Department of Energy, Berkeley, 2017. Disponível em: < https://emp.lbl.gov/publications/putting-potential-rate-impacts>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07/01/2022, pág. nº 4. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm> Acessado em 09 de janeiro de 2022.

BRASIL. **Projeto de Lei 414/21.** Aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Câmara dos Deputados, Brasília, Brasil, 2021.

BRASILa. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16/03/2004, pág. nº 2. Disponível em: < https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004- 2006/2004/lei/l10.848.htm#>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

BRASILb. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30/07/2004, pág. nº 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004- 2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

BURGER, S. et al. **The Value of Aggregators in Electricity Systems.** MIT Center for Energy and Environmental Policy, p. 29, january, 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/01/CEEPR_WP_2016-001.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

CASTRO, N., CÂMARA, L., CHANTRE, C. **Observatório de Tecnologias Exponenciais nº 07.** GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico), Universidade Federal do Rio de Janeiro, junho, 2022. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_Observatório-TEX-07.pdf>. Acessado em 20 de junho de 2022.

CASTRO, N., DANTAS, G. **Distributed Generation: International Experiences and Comparative Analyses.** Editora Publit, Rio de Janeiro, Brazil, 2017. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/40_ACD_Digital_Distribute d_generation.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

CHAIR, A. et al. **Order adopting a ratemaking and utility revenue model policy framework.** State of New York, Public Service Commission, 2016. Disponível em: < https://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7BD6EC8F 0B-6141-4A82-A857-B79CF0A71BF0%7D>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

CHOUCRI, N.; MADNICK, S.; KOEPKE, P. **Institutions for cybersecurity: international responses and data sharing initiatives.** Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 2016.

COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. **Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 1: engineering simulations.** Solar Energy, v. 128, p. 126-138, 2016.

CPUC (CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION). **About the California Public Utilities Comission (CPUC)**. Regulatory Services, California, 2016. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

CPUC (CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION). ***Netmetering* 2.0 lookback study**. Verdant Associates, California, 2021. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy- division/documents/net-energy-metering-nem/nem-evaluation/nem- 2_lookback_study.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

DAHLE, D. **Watthour Meters: Dedicated to the history of the watthour meter in North America.** Site, Estados Unidos, 2010. Disponível em: < http://watthourmeters.com >. Acessado em 24 de abril de 2019.

DE DOILE, G.; ROTELLA JR., P.; CARNEIRO, P.; PERUCHI, R.; ROCHA, L.; JANDA, K.; AQUILA, G. **Economic Feasibility of Photovoltaic Micro-Installations Connected to the Brazilian Distribution Grid in Light of Proposed Changes to Regulations**. Journal Energies, v.14, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14061529>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

DI DIO, V. et al. **Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy**. Journal of Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 9, p.95-104, 2015. Disponível em: <https://www.solar.com/learn/nem-3-0-proposal-and-impacts-for- california-homeowners/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

DOURADO, Y. D. S. **Desenvolvimento de um Medidor de Energia Ativa Bidirecional para Aplicação em Microgeração Residencial**. Departamento da Indústria Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Fortaleza, CE, 2018.

DSIRE (DATABASE OF STATE INCENTIVES FOR RENEWABLES & EFFICIENCY). **NY-Sun PV Incentive Program (Residential, Low-Income, and Small Business).** Program Overview, State of New York, Energy Research and Development, 2019. Disponível em: <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/701>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ELA, E. et al. **Evolution of wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation**. National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Estados Unidos, 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ELSHURAFA, A. **Demystifying Policy Support Mechanisms for Distributed Solar Photovoltaic Systems.** KAPSARC (King Abdullah Petroleum Studies and Research Center), Electricity Sector Transitions, 2020. Disponível em: <https://www.kapsarc.org/research/publications/demystifying-policy-support- mechanisms-for-distributed-solar-photovoltaic-systems/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ENEL. **2016-2023: New Regulatory Period for Electricity Distribution in Italy**. Enel Group Investor Relations, Italy, 2016. Disponível em: <https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni- finanziarie/2016/new-regulatory-period-for-electricity-distribution-in-italy_2016-2023.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ENEL. Nossos Negócios. Informação do Site, São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt/quemsomos/a201611-nossos-negocios.html>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ENTSO-E (EUROPEAN ASSOCIATION FOR THE COOPERATION OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS (TSOS) FOR ELECTRICITY). **Network code on load-frequency control and reserves**. Technical Note, Bélgica, 2013. Disponível em: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean- documents/pre2015/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf>. Acessado em 10 de janeiro de 2022.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Market Model of Distributed Micro and Minigeneration (4MD)**. Ministério de Minas e Energia, Nota Técnica EPE DEA-SEE 009/2021 Metodologia-Versão PDE 2031, Rio de Janeiro, Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados- abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico- 593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030**. Cadernos de Estudo do PDE, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Brasil, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados- abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

EUROPEAN COMMISSION. **Delivering a New Deal for Energy Consumers**. The Energy Union Framework Strategy, Brussels, Belgium, 2015. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal- content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015DC0339&from=EN>.Acessado em 24 de dezembro de 2021.

FRANZ, B. **Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply**. GIZ Publication, Santiago, 2016.

GREENER. **Strategic Study: Photovoltaic Distributed Generation Market 1st Semester 2021**. Photovoltaic Market Studies, São Paulo, Brazil, 2021. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/strategic-report-distributed-generation-pv-market- brazil-1st-half-2021/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

GRIEBENOW, C.; OHARA, A. **Panorama do sistema elétrico brasileiro**. Publicação Instituto E+ Transição Energética, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://emaisenergia.org/wp- content/uploads/2020/04/PanoramaDoSistemaEletricoBrasileiro2019.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

HARTMAN, D. **Rash Ratemaking: lessons from Nevada's NEM reforms.** R Street Policy Study, n. 59, 2016. Disponível em: <https://www.rstreet.org/wp- content/uploads/2016/03/59.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

HAWAIIAN ELECTRIC. **Customer Renewable Programs**. Website Information, Hawaii, 2022. Disponível em: <https://www.hawaiianelectric.com/products-and- services/customer-renewable-programs>. Acessado em 10 de junho de 2022.

HOGAN, W. W. **Electricity market design energy and capacity markets and resource adequacy.** Proceedings of EUCI conference on capacity markets: gauging their real impact on resource development and reliability, Cambridge, USA, 2015. Disponível em: <https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_euci_090115.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

HSEA (HAWAII SOLAR ENERGY ASSOCIATION). **Advocating Solar for the people of HAWAII**. Website Information, Honolulu, Hawaii, 2022. Disponível em: <https://www.hsea.org/>. Acessado em 10 de junho de 2022.

IBGE (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA). **PNAD Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios**. Séries históricas, Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

IDEC (INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR). **The "Backwards Robin Hood" Effect of Solar Energy: Study on the Socioeconomic Context of the Evolution of Distributed Generation in the Country and the Weight of Energy in the Budget of Brazilian Families**. Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor, São Paulo, Brasil, 2021a. Disponível em: <https://idec.org.br/sites/default/files/estudo_gd_robin_hood_as_avessas_2_1.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

IDEC (INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR). **Why Does Brazil Need to Change the Rules of Solar Energy?** Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor, São Paulo, Brasil, 2021b. Disponível em: <https://idec.org.br/noticia/geracao-distribuida-por-que-o-brasil-precisa-mudar-regras-da-energia-solar>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Energy Policies of IEA Countries: Italy 2016 review**. International Energy Agency, France, 2016. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e93b7722-cf3b-4fbd-b5bf- c3bce72c7522/EnergiePoliciesofIEACountriesItaly2016Review.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

KERNER, J. **Energy Industry Cybersecurity Report.** ScottMadden Management Consultants, july, 2015. Disponível em: <https://www.scottmadden.com/content/uploads/2015/07/ScottMadden-Energy-Industry-Cybersecurity-Report_2015-0715.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021. LAYSHOCK, E. **Understanding the NEM 3.0 Proposal and Impacts for California Homeowners**. Solar Learning Center, Solar Rebates & Incentives, California, 2021.

LOYNES, K. **Overview of Feed-in Tariffs: a quick guide.** Australian Parliament, 2014. Disponível em: <https://www.aph.gov.au/about_parliament/parliamentary_departments/parliamentary_l ibrary/pubs/rp/rp1314/qg/tariffs>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

MARNAY, C. et al. **Japan's pivot to resilience: How two microgrids fared after the 2011 earthquake.** IEEE Power and Energy Magazine, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 13, n. 3, p. 44-57, 2015.

MAUI BUSINESS. **Hawaiian Electric Companies Propose Expanded Time-of-Use Rates.** Maui Now Site, Maui Business Magazine, 2015. Disponível em: <https://mauinow.com/2015/11/13/hawaiian-electric-companies-propose-expanded- time-of-use-rates/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

MAZZUCATO, M. **O estado empreendedor: desmascarando o mito do setor público vs. setor privado**. Editora Portfolio-Penguin, São Paulo, 2014.

MIT (MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY). **The Future of Solar Energy**. Energy Initiative Massachusetts Institute of Technology, USA, 2015. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2015/05/MITEI-The-Future-of-Solar- Energy.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

MIT (MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY). **Utility of the Future: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition.** MIT Energy, USA, 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of- the-Future-Full-Report.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

MURIALDO, P.; PONTA, L.; CARBONE, A. **Long-Range Dependence in Financial Markets: A Moving Average Cluster Entropy Approach**. Journal Entropy, v. 22, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/e22060634>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

NASSIF, A. et. al. **Structural change and economic development: is Brazil catching up or falling behind?** Cambridge Journal of Economics, v. 39, p. 1307–1332, 2015. Disponível em: <doi:10.1093/cje/beu052>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

NEGÓCIO SC. **Prossumidor: o significado do consumidor moderno para o marketing.** Informação do Site, Negócio SC, Santa Catarina, 2019. Disponível em: <https://negociossc.com.br/blog/prossumidor-o-significado-do-consumidor-moderno- para-o-marketing/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

NOURIAN, A.; MADNICK, S. **A systems theoretic approach to the security threats in cyber physical systems applied to stuxnet.** IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing Magazine, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 15, n. 1, p. 2-13, 2015.

NY SOLAR MAP. **Solar Statistics for New York State.** New York, 2016. Disponível em: <https://nysolarmap.com/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. **Managing large scale penetration of intermittent renewables.** Symposium on Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables, Cambridge, Estados Unidos, 2012.

PICCIARIELLO, A.; VERGARA, C.; RENESES, J.; FRÍAS, P.; SÖDER, L. **Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers**. Journal Utilily Policy, v 37, p. 23–33, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

PINTO Jr., H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial.** 2ª edição, editora GEN LTC, 2016.

PRICE, S. et al. **Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation Update.** Energy and Environmental Economics, 2016. Disponível em: <http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS_2015_THRU_PRESENT/2016 -8/14264.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

PYPER, J. **Nevada Legislature Passes Bill to Restore *Netmetering* for Rooftop Solar**. Wood Mackenzie Business, GTM (Green Tech Media) Articles, 2017. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/nevada-bill-to-restore- net-metering-for-rooftop-solar-passes-in-the-senate#gs.UjM5m9Y>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

REN21 (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY). **Renewables 2016 Global Status Report**. Paris, France, 2016. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp- content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

RITTNER, D., BITENCOURT, R. **Tarifa branca fracassa e só alcança 0,1% dos clientes**. Jornal Valor Econômico, Brasília, 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2021/07/05/tarifa-branca-fracassa-e-so-alcanca- 01-dos-clientes.ghtml> Acessado em 24 de dezembro de 2021.

ROSSINGTON, A. **Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control. Business plans and proportionate treatment.** Supplementary Annex to RIIO- ED1 overview paper. OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets), p. 59, London, 2013. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/02/riioed1decbusinessplans_0. pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

RUFFLE, S. et al. **The insurance implications of a cyber-attack on the US power grid.** University of Cambridge Center for Risk Studies, p. 68, Cambridge, 2015. Disponível em: <https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2020/08/crs-lloyds-business- blackout-scenario.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

SCHWEPPE, F. C. **Power systems2000': hierarchical control strategies**. IEEE Spectrum Magazine, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 15, n. 7, p. 42- 47, 1978.

SEN, A. **Desenvolvimento como liberdade**. Editora Companhia das Letras, São Paulo, 2010.

SIAPARTNERS. Photovoltaics: Investment attractiveness for Belgian **households.** Website Information: Energy, Resources & Utilities, 2016. Disponível em: <http://energy.sia-partners.com/photovoltaics-investment-attractiveness-belgian- households>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

SILVA, T. B.; HOLLANDA, L.; CUNHA, P.C.F. **Recursos energéticos distribuídos.** Cadernos FGV Energia. Editora FGV, ano 3, nº 7, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/fgvenergia-recursos-energeticos- book-web.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

SIMSHAUSER, P. **Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs.** Journal Energy Economy, v. 54, p. 108–122, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.11.011>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

SIMSHAUSER, P., WHISH-WILSON, P. **Price discrimination in Australia's retail electricity markets: An analysis of Victoria & Southeast Queensland**. Energy Economics, v. 62, p. 92-103, 2017.

SINGH, R.K.; RANI, M.; BHAGAVATHULA, A.S.; SAH, R.; RODRIGUEZ- MORALES, A.J.; KALITA, H.; NANDA, C.; SHARMA, S.; SHARMA, Y.D.; RABAAN, A.A.; ET AL. **Prediction of the COVID-19 Pandemic for the Top 15 Affected Countries: Advanced Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA) Model.** Journal JMIR Public Health Surveill, v. 6, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.2196/19115>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

SMITH, E. et al. **Going beyond cybersecurity compliance: What power and utility companies really need to consider**. IEEE Power and Energy Magazine, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 14, n. 5, p. 48-56, 2016.

STATE OF NEW YORK. **NY-Sun Program**. Website Information, New York, 2016. Disponível em <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

STOCKTON, P. **Superstorm Sandy: implications for designing a postcyber attack power restoration system**. The Johns Hopkins University Applied Physics Laboratory, United States, 2016. Disponível em: <https://apps.dtic.mil/sti/pdfs/AD1008236.pdf> Acessado em 24 de dezembro de 2021.

THE EDISON FOUNDATION. **Net Energy Metering: Subsidy Issues and Regulatory Solutions.** The Edison Foundation, Institute for Electric Innovation, Issue Brief, Washington DC, USA, 2014. Disponível em: <https://s3.amazonaws.com/dive_static/editorial/IEI_NEM_Subsidy_Issues_FINAL.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2ª edição, Editora Synergia, Brasil, 2015.

TOLMASQUIM, M. T.; MOROZOWSKI FILHO, M. **Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades.** Editora Synergia, Brasil, 2019.

TRABISH, H. **17% of Hawaiian Electric customers now have rooftop solar.** Utility Dive Magazine, 2016. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/17-of- hawaiian-electric-customers-now-have-rooftop-solar/413014/>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

TSUCHIDA, B. et al. **Comparative generation costs of utility-scale and residential- scale PV in Xcel Energy Colorado's service area**. The Brattle Group, 2015. Disponível em: <https://www.caba.org/wp-content/uploads/2020/04/IS-2017-210.pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

U.S. DOE (DEPARTMENT OF ENERGY). **Updated value of service reliability estimates for electric utility customers in the United States**. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), Lawrence Berkeley National Lab., Berkeley, United States, 2015. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1172643>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia: uma abordagem moderna**. 8ª edição, editora Elsevier**,** 2012.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.; PEREZ, Y. **The dynamics of institutional and organisational change in emergent industries: The case of electric vehicles.** Int. J. Automot. Technol. Manag, v. 18, p. 187–208, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1504/IJATM.2018.10013852>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

VIEIRA, S. **Economic impact on Residential Tariffs Associated with the Expansion of Distributed Solar Microgeneration in Brazil**. Ph.D. Thesis, Energy Planning Program, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 2021. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Tese_Samuel. pdf>. Acessado em 24 de dezembro de 2021.

WEF (WORLD ECONOMIC FORUM). **The Global Future Council on Energy: Policy Recommendations**. Global Future Council on Energy 2016-2018, Geneva, Switzerland, 2018. Disponível em: <https://www.weforum.org/whitepapers/policy- recommendations>. Acessado em 20 de junho de 2022.

ZINAMAN, O. et al. **Ten Principles for Power Sector Transformation in Emerging Economies.** 21st Century Power, 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73931.pdf>. Acessado em 20 de junho de 2022.

VANDERLEI AFFONSO MARTINS: Economista pela Universidade Federal Fluminense. Mestre e Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Possui experiência na gestão dos programas de P&D, regulação do setor elétrico e gás natural, fontes de energia renováveis e programas de eficiência energética. Trabalha com análises de viabilidade econômica de projetos, modelos de avaliação de políticas públicas e avaliação de projetos governamentais, construção de cenários de oferta e demanda de energia através de modelos bottom-up/top-down e estudos relacionados aos temas: smart grids, pobreza energética, economia da energia, regulação do setor elétrico, impactos econômicos das fontes renováveis no Brasil e mudanças climáticas.

EFEITOS ECONÔMICOS
DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD)
PARA O SISTEMA DISTRIBUIDOR BRASILEIRO



www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br
@atenaeditora
www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora
Ano 2023

EFEITOS ECONÔMICOS
DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD)
PARA O SISTEMA DISTRIBUIDOR BRASILEIRO



www.atenaeditora.com.br

contato@atenaeditora.com.br

@atenaeditora

www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora

Ano 2023